

Pérez, Sebastián Ricardo

Análisis y definición técnico- económica entre dos tecnologías, definiendo la más conveniente para realizar inversión de Well testing en Vaca Muerta

**Tesis para la obtención del título de posgrado de
Magister en Dirección de Empresas**

Director: Huergo Sánchez, Federico

Documento disponible para su consulta y descarga en Biblioteca Digital - Producción Académica, repositorio institucional de la Universidad Católica de Córdoba, gestionado por el Sistema de Bibliotecas de la UCC.

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CÓRDOBA

INSTITUTO DE CIENCIAS DE LA ADMINISTRACIÓN

TRABAJO FINAL DE
MAESTRÍA EN DIRECCIÓN DE EMPRESAS

**ANÁLISIS Y DEFINICIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA ENTRE DOS
TECNOLOGÍAS, DEFINIENDO LA MAS CONVENIENTE PARA
REALIZAR INVERSIÓN DE WELL TESTING EN VACA MUERTA**

AUTOR: Ing. Sebastián Ricardo Pérez

DIRECTOR: MBA Federico Huergo Sánchez

Córdoba 2019

Resumen

En la presente tesina se explorará si existe en Argentina condiciones favorables que alienten una inversión en el área de Well Testing. En caso de contar con un marco favorable se analizarán dos tecnologías, con el fin de definir la más conveniente desde los aspectos técnicos y económicos. El análisis comprenderá la conveniencia de realizar una inversión de well testing, optando entre estas dos tecnologías, que permiten realizar la medición de caudal durante los ensayos de pozos hidrocarburíferos de Vaca Muerta, Cuenca Neuquina, Provincia de Neuquén

Se indagará por medio de un estudio de factibilidad, la conveniencia económica y técnica de utilizar un separador trifásico o un medidor multifásico para la medición de caudales durante servicios de well testing en la cuenca de Vaca Muerta en Argentina

Índice

I.	Introducción	8
1.1	Reseña	9
1.2	Motivaciones	10
1.3	Delimitación Temporal	10
1.4	Planteamiento del Problema	10
II.	Justificación	13
III.	Objetivos generales y específicos	16
3.1	Objetivo General	16
3.2	Objetivos Específicos	16
IV.	Preguntas de Investigación.....	17
V.	Modelo de Análisis	18
VI.	Antecedentes	21
VII.	Metodología.....	22
7.1	Amplitud.....	22
7.2	Diseño de la investigación.....	22
7.3	Fuentes de Datos.....	23
7.4	Desarrollo del proceso de recolección de datos	23
7.5	Análisis de datos.....	24
VIII.	Cronograma.....	24
IX.	Análisis de Factibilidad	25
9.1	Vaca Muerta	25
9.2	Well Testing	36
9.3	Factibilidad Técnica.....	43
9.3.1	Separador Trifásico	47
9.3.2	Medidor Multifásico	49
9.4	Factibilidad Legal	52
9.5	Factibilidad Ambiental	57
9.6	Factibilidad Comercial.....	57
9.6.1	Consumidores, mercado actual y proyectado.....	58
9.6.2	Competidores, sus ofertas de servicios	87
9.6.3	Capacidades de la empresa testigo de comercialización	88

9.6.4 Proveedores de medidores multifásicos vs separadores trifásicos.....	88
9.6.5 Análisis de la situación macroeconómica	90
9.7 Factibilidad Económica y Financiera	108
X. Conclusión y recomendación.....	124
XI. Definiciones básicas	127
XII. Bibliografía básica	128

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: Corte Sur de la Cuenca Neuquina	26
Ilustración 2:Pozos Perforados Argentina	32
Ilustración 3:Cantidad de equipos utilizados.....	32
Ilustración 4:Proyección Nacional de Pozos e Inversiones	33
Ilustración 5:Evolución de Vaca Muerta.....	34
Ilustración 6:Evolución de Vaca Muerta.....	35
Ilustración 7:Esquema de Well Testing.....	38
Ilustración 8:Esquema de Well Testing.....	39
Ilustración 9:Separador Tradicional.....	42
Ilustración 10:Separador Trifásico Horizontal.....	48
Ilustración 11:Comparación Separadores Bifásicos y Trifásicos	49
Ilustración 12:Régimen de Flujos Multifásico.....	50
Ilustración 13: Empresas con participación en Vaca Muerta.....	59
Ilustración 14: Principales operadoras en Vaca Muerta.....	60
Ilustración 15: Presencia y producción YPF en Vaca Muerta	63
Ilustración 16: Potencial y eficiencia YPF en Vaca Muerta	65
Ilustración 17: Exploración y expansión YPF en Vaca Muerta	66
Ilustración 18: Infraestructura e inversiones YPF en Vaca Muerta	67
Ilustración 19: Reemplazo de reservas.....	69
Ilustración 20: Producción de Petróleo y Gas de Argentina	72
Ilustración 21: Producción e Inversiones No Convencional.....	73
Ilustración 22: Producción de gas cuenca Neuquina.....	74
Ilustración 23:Producción de petróleo cuenca Neuquina.....	75
Ilustración 24: Precio del petróleo.....	76
Ilustración 25: Oferta interna de total energía de Argentina.....	80
Ilustración 26: Producción de petróleo y gas	81
Ilustración 27:Evolución del Riesgo País Argentina. 2018-2019	101

Índice de Gráficos

Gráfico 1:Reservadas probadas de Petróleo.....	11
Gráfico 2: Evolución de la Producción de Hidrocarburos de Neuquén.....	83
Gráfico 3:Variación Interanual Producción de Hidrocarburos de Neuquén	83
Gráfico 4:Evolución de las Regalías por Hidrocarburos en la Provincia de Neuquén	84
Gráfico 5:Variación Interanual Regalías por Hidrocarburos en Neuquén	85
Gráfico 6:Evolución de los precios de los hidrocarburos en la Provincia de Neuquén	86
Gráfico 7:Variación Interanual precio Hidrocarburos Neuquén.....	86
Gráfico 8:Evolución del Producto Bruto Interno de Argentina. Años 2005-2018	94
Gráfico 9:Evolución del Tipo de Cambio de Argentina. Años 2014-2018	95
Gráfico 10: Evolución del IPC. Argentina 2017-2018	97
Gráfico 11:Evolución de la tasa de interés pasiva. Argentina 2014-2018.....	98
Gráfico 12:Evolución Promedio Mensual de Saldos Diarios. Argentina 2014-2018.....	99
Gráfico 13:Evolución de la Inversión Extranjera Directa Argentina. Años 2004-2016.	102
Gráfico 14:Variación de la Inversión Extranjera Directa Argentina	103
Gráfico 15:Evolución de la tasa de interés Badlar de los bancos privados	115
Gráfico 16:Evolución de la tasa de interés Libor	116

Índice de Tablas

Tabla 1:Diagrama de Gantt de la Investigación	24
Tabla 2: Empresas competidoras	87
Tabla 3:Costos Separador trifásico (en dólares)	109
Tabla 4:Costos Medidor Multifásico (en dólares)	109

I. Introducción

La importancia del yacimiento de Vaca Muerta se ve reflejada en el interés demostrado por empresas operadoras, tanto locales e internacionales, en invertir para desarrollar el petróleo y gas no convencional, dado el alto potencial técnico y económico que posee la principal área no convencional de Argentina. La magnitud de sus reservas es tan importante que representan el 8% y el 11% de este tipo de hidrocarburos no convencional en el mundo, siendo Argentina uno de los cuatro países a nivel mundial, que produce este tipo de hidrocarburos junto con Estados Unidos, Canadá y China.

En la extracción de hidrocarburos se realizan diferentes ensayos de pozos (well testing) que constituyen prácticas necesarias en los yacimientos para determinar caudales de petróleo, gas y agua que está produciendo el mismo. La técnica de well testing, permite evaluar el reservorio bajo condiciones dinámicas, permitiendo la fluencia de hidrocarburo desde el reservorio hasta la superficie. Desde el punto de vista de la explotación del recurso, el conocimiento preciso de esta información permite determinar las necesidades y limitaciones de la cuenca y por ende esto determinará la conveniencia económica y técnica del proyecto, como así también las necesidades y particularidades requeridas para las instalaciones de superficie.

Analizando en detalle el proceso de well testing, se podría definir como una etapa clave del mismo a la determinación y medición del caudal de petróleo, gas y agua. Una de las tecnologías tradicionalmente utilizadas para realizar la medición de caudales es la separación de fases, donde el separador es la pieza fundamental, consiste en un recipiente presurizado, de disposición horizontal o vertical, al cual ingresa el fluido proveniente de los pozos, dentro del mismo se realiza la separación física de fases líquidas / gaseosa y de petróleo / agua. Los separadores trifásicos una vez que logran la separación física, utilizarán diferentes caudalímetros monofásicos en cada una de sus líneas de salida.

Una tecnología más moderna, es la de medición multifásica, la misma permite realizar la medición de caudal de cada fase, análogamente a un separador trifásico, con la diferencia de que no realiza previamente una separación física del fluido.

La utilización de una u otra tecnología puede presentar ventajas y/o desventajas según las condiciones particulares del well testing a realizar.

El análisis de factibilidad se realizará sobre la aplicación de resultados realizados sobre ensayos técnicos, de una empresa testigo, de origen argentino que actualmente se encuentra desempeñando sus servicios con separadores trifásicos, para analizar la conveniencia sobre la introducción de medidores multifásicos.

El estudio consistirá en indagar no sólo la potencialidad de la tecnología multifásica por sobre la de separación trifásica en términos técnicos y económicos, sino también analizar la potencialidad que la misma tiene para realizar well testing en los pozos de Vaca Muerta, los potenciales clientes de este producto, la dimensión del mercado para este producto y si las condiciones macroeconómicas y política del país resultan acordes para la aplicación de este tipo de tecnología. En sí mismo el análisis se dividirá en una primera aproximación a la justificación de porqué el estudio reviste importancia a nivel de investigación y el posterior análisis de la tecnología multifásica por medio de la aplicación del análisis de factibilidad de un proyecto de inversión.

1.1 Reseña

El presente proyecto de investigación comprende el planteamiento del problema de investigación, su delimitación y justificación, como así también los objetivos que se desean alcanzar en el estudio de la problemática. Los objetivos se encuentran guiados por el planteamiento de una hipótesis y de las preguntas de investigación que dan lugar al marco metodológico y al cuerpo teórico que

sustenta el desarrollo de la misma, para la posterior presentación de las conclusiones.

1.2 Motivaciones

La principal motivación del presente proyecto de investigación es indagar por medio de un estudio del tipo técnico y económico sobre la conveniencia de realizar ensayos de la producción de Vaca Muerta utilizando un separador trifásico o un medidor multifásico para los servicios brindados por nuestra empresa Testigo.

1.3 Delimitación Temporal

En el transcurso de los meses de enero-abril 2019 se comienza con la búsqueda y revisión bibliográfica de la temática investigada, para realizar una lectura crítica los antecedentes y experiencias observadas en aplicaciones similares y una primera aproximación al trabajo de campo en los próximos meses del año 2019, a los fines de comenzar con la redacción del trabajo, hasta el momento de su entrega final en los últimos meses del presente año.

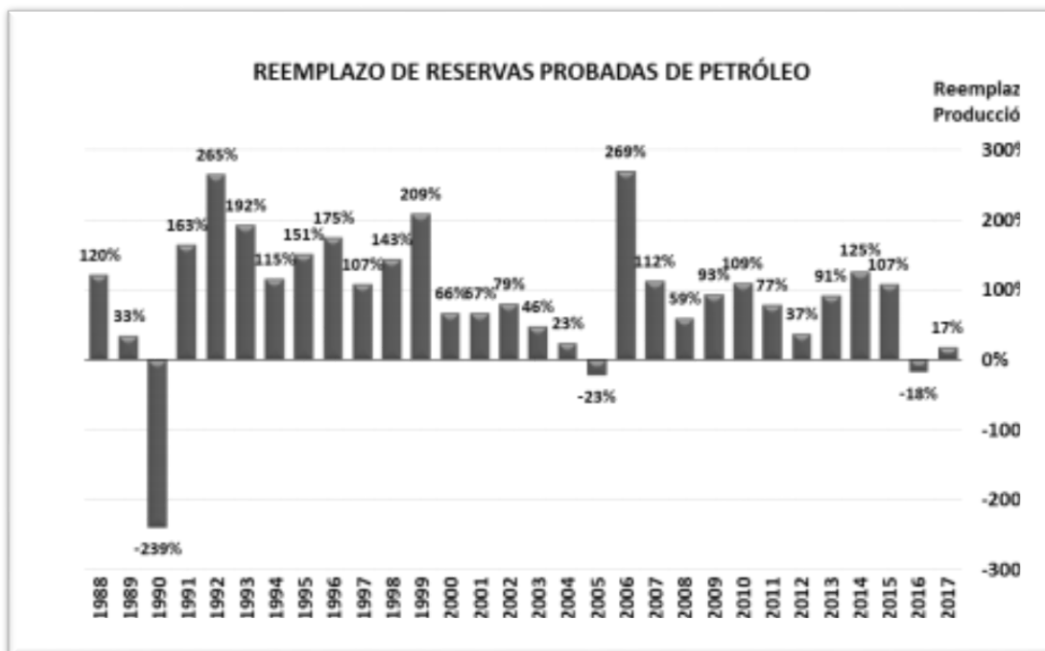
1.4 Planteamiento del Problema

Explorar si existen en Argentina condiciones favorables que alienten una inversión en el área de Well Testing. En caso de contar con un marco favorable definir entre dos tecnologías, la más conveniente desde los aspectos técnicos y económicos. El análisis comprenderá la conveniencia de realizar una inversión de well testing, optando entre dos tecnologías diferentes, que permiten realizar la medición de caudal durante los ensayos de pozos hidrocarburíferos de Vaca Muerta, Cuenca Neuquina, Provincia de Neuquén.

Según la Asociación Civil, SPE de Argentina (2019) el país se encuentra en un estadio de oportunidades en materia de yacimientos de hidrocarburos, dado que el reemplazo de reservas probadas en el país, de petróleo aumentó un 17% es decir que se encuentra un aumento de las primeras exploraciones realizadas sobre la

cuenca neuquina con resultados positivos. A continuación, se presentan ilustraciones realizadas por la asociación donde se observa la mejoría a nivel país.

Gráfico 1:Reservadas probadas de Petróleo.



Fuente: SPE de Argentina (2019)

Si bien en las presentaciones realizadas por dicha asociación remarcaron la importancia de esta cuenca, se menciona la existencia de diferentes restricciones y desafíos según los siguientes ítems:

- La restricción más relevante es el acceso al capital
- Se requieren algunas leyes de consenso para maximizar el potencial
- Exportación de petróleo y gas, con el objetivo de asegurar un mercado estable y de escala necesaria para el desarrollo masivo de la formación
- Mayor competitividad impositiva
- Facilitamiento de cesión y venta de concesiones para adecuar el costo fiscal

- Reglamentación de la conflictividad sindical con premios a la productividad
- Fondo Compensador Impositivo de Combustibles, para garantizar la vinculación a precios de mercado internacional
- Licitación internacional de beneficios fiscales para la industrialización agresiva de gas natural

Si bien las anteriores menciones sobre dificultades que enfrenta el proyecto son tales e influyen de manera directa el proyecto presente en la investigación es necesario destacar que la problemática abordada en este trabajo se concentrará en un análisis técnico y luego económico sobre la tecnología más conveniente para realizar la medición de caudales en servicios de well testing.

Según el Oilfield Glossary (2019) el proceso de separación comienza cuando en un recipiente que separa los fluidos del pozo en gas y líquido total. Un separador de dos fases puede ser horizontal, vertical o esférico. El líquido (petróleo, emulsión) sale del recipiente por el fondo a través de una válvula de control de nivel o de descarga. El gas sale por la parte superior del recipiente y pasa a través de un extractor de niebla para retirar las pequeñas gotas de líquido del gas. Los separadores se pueden clasificar según su presión operativa, en unidades de baja presión, media o alta presión. Dentro del recipiente, el grado de separación entre el gas y el líquido dependerá de la presión operativa del separador, el tiempo de residencia de la mezcla de fluido, el tipo de flujo del fluido, entre otras variables.

Los medidores multifásicos tienen la ventaja de brindar monitoreo continuo del pozo con mayor respuesta dinámica que un separador. Además, estos medidores son más económicos, pesan menos y requieren menos espacio. Los medidores multifásicos comenzaron a ser utilizados en operaciones en aguas profundas, donde las intervenciones en los pozos suelen tener costos prohibitivos, hoy en día se extendiendo su operación en diferentes tipos de ensayos, llegando a soluciones aptas para producción.

II. Justificación

Analizar una oportunidad de negocio en el área de well testing, definiendo la conveniencia en la utilización de un medidor multifásico o un separador trifásico, implica la aplicación de la herramienta de managment para así analizar el surgimiento de una oportunidad de negocio dentro de una empresa o de un sector económico. En particular en función de lo expuesto anteriormente el sector de extracción de hidrocarburo reviste importancia para Argentina desde la óptica productiva de generación de empleo, oportunidades de abastecimiento interno y externo, e ingreso de divisas y de inversiones.

El concepto básico de managment que se utilizará será el de análisis de factibilidad por medio de la aplicación de diferentes etapas de búsqueda de la idea del proyecto, pre factibilidad y factibilidad propiamente dicha, para alcanzar a una conclusión final en términos económicos del rendimiento de una inversión, enfocada en equipamiento de separación trifásica o de medición multifásica.

La preparación y evaluación de los proyectos implica desarrollar por medio de una técnica recopilar, crear y analizar en forma sistemática un conjunto de antecedentes económicos que permiten juzgar cualitativa y cuantitativamente las ventajas y desventajas de asignar recursos a una determinada iniciativa, en función de los beneficios obtenidos, para determinar así la conveniencia. El surgimiento de un proyecto emerge de la búsqueda de la solución de un problema determinado o el aprovechamiento de una oportunidad, en este caso particular la medición multifásica. Según afirman Bifout, Pinguet y Vidon (2013), este instrumento ha sido probado en una empresa operadora en África por más de 15 años con resultados beneficios en diferentes variables. Los autores remarcan que las posibilidades con este tipo de tecnología amplían el horizonte de servicios prestados por las empresas de extracción de petróleo a largo plazo.

Una vez identificada esta idea, la secuencia lógica de pasos debe llevar a realizar un primer diagnóstico de la situación actual, a través del cual se identifica

un problema o una solución. En términos sintéticos, Argentina posee la oportunidad económica y de crecimiento de ubicarse entre los países referentes en el mercado de hidrocarburos con la explotación de la cuenca de Vaca Muerta, que en la actualidad se encuentra incentivada y apoyada por política estatales que fomentan la actividad.

La idea que comienza a gestarse para un proyecto de inversión requiere no sólo de imaginación e inspiración, sino también de un análisis previo, de necesidades del mercado, de los consumidores, deseos y preferencias actuales, tendencias de consumo, revisión de encuestas de satisfacción de servicios ya establecidos, entre otros. En este sentido el análisis del perfil de este tipo de proyecto se utiliza en función de ensayos realizados en otras empresas que han utilizado la medición multifásica para indagar respecto de sus ventajas. Este estudio debe realizarse de una manera ágil, que no debiera de llevarle mucho tiempo al investigador, como así tampoco dinero, por lo que en este caso consistiría en el relevamiento de antecedentes que luego se proponen en el presente documento.

Durante las etapas anteriores, es preciso distinguir, según la literatura relacionada a la formulación y evaluación de proyectos de inversión, qué tipo de inversión implicaría la propuesta, si la misma se encuadra en mantenimiento, crecimiento estratégico o bien la misma fue impuesta por las condiciones favorables de mercado. En el caso particular del análisis presente se podría como primera aproximación afirmar que el estudio de la conveniencia entre dos tecnologías para brindar servicios de well testing en pozos de Vaca Muerta, responde a una inversión de crecimiento, porque es una nueva incorporación en el proceso que trae beneficios al mismo también una inversión estratégica en tanto agrega nueva tecnología a la empresa y mejora la calidad del servicio brindado.

En la elaboración de esta etapa es posible, en caso de poseer información realizar estimaciones muy globales de las inversiones, costos o ingresos, sin entrar en investigaciones de terreno. Es fundamental efectuar consideraciones

sobre la situación sin proyecto y comparar con la situación con proyecto, para aproximar la decisión a las alternativas de archivar el proyecto para reconsiderarlo en el futuro, desecharlo por completo o bien ordenar un estudio de pre-factibilidad.

El estudio de pre-factibilidad debe ser entendido con continuidad al estudio del perfil en el sentido de que deben continuarse indagando sobre costos y beneficios con una base de criterios cuantitativos, pero sirviéndose en su mayoría de información secundaria. En relación con la información secundaria es necesario recolectar información de organismos públicos y privados que se encuentren en el rubro y localización del proyecto. El principal objetivo del estudio de pre-factibilidad es disminuir los riesgos de la decisión del inversionista, en tanto intenta mejorar la calidad de la información que tendrá a su disposición el decisor.

Por último, el estudio de factibilidad debe alcanzar un nivel de profundidad y exactitud superior al estudio de pre-factibilidad, por lo que debe sustentarse de información primaria.

En dicha etapa se analizan los estudios de viabilidad también suelen denominarse estudios de mercado, en el caso de la viabilidad comercial, estudio técnico, ambiental y legal. La implementación de todos los análisis de factibilidad, implican el desarrollo de un marco lógico que se utiliza en la formulación de un proyecto, su ejecución y evaluación ex post. El marco lógico da sustento a quienes están encargados de la preparación de un proyecto en la estructuración y formulación para identificar contradicciones en el diseño de políticas.

III. Objetivos generales y específicos

3.1 Objetivo General

Indagar por medio de un estudio de factibilidad, la conveniencia económica y técnica de utilizar un separador trifásico o un medidor multifásico para la medición de caudales durante servicios de well testing en la cuenca de Vaca Muerta en Argentina.

3.2 Objetivos Específicos

- Analizar los factores macroeconómicos de Argentina en lo referido al mercado de hidrocarburos y particularmente en la cuenca neuquina de Vaca Muerta.
- Indagar respecto de las políticas públicas adoptadas en Argentina para la extracción de petróleo desde yacimientos No convencionales.
- Describir el análisis técnico sobre alcance y modificaciones que se deberán realizar para la implementación de mediciones multifásica en la empresa testigo.
- Analizar los requerimientos impositivos y legales que debieran cumplirse para la incorporación de mediciones multifásica en la empresa testigo.
- Estimación de los costos directos e indirectos de las modificaciones que debieran implementarse si se quisiera incorporar la medición multifásica.
- Evaluar la factibilidad financiera de ambas alternativas a través de la realización de un análisis costo-beneficio y el cálculo de variables de decisión financiera, por medio de los indicadores TIR y VAN.

IV. Preguntas de Investigación

1. ¿Cuál es el estado de avance de la explotación de Vaca Muerta en Argentina? ¿Qué proyecciones existen a futuro de su potencialidad y de aporte a la economía argentina?
2. ¿Cuál es el interés político y las políticas implementadas sobre Vaca Muerta en Argentina? ¿Existe un Plan Estratégico para la explotación de dicha cuenca dando continuidad a la necesidad de well testing?
3. ¿Cómo se encuentra el mercado actual en lo referido a tecnologías de medición de caudal? ¿Qué potenciales competidores y clientes se interesarían sobre la implementación de medición multifásica?
4. ¿Qué diferencias de requerimientos existen entre ambos tipos de tecnologías? ¿Es aplicable la medición multifásica tanto en la extracción de shale-oil y shale-gas?
5. ¿Cuál es el avance en materia de reglamentación sobre la utilización de ambas tecnologías en lo referido a higiene y seguridad, como así también su impacto ambiental?
6. ¿Cuáles serán los costos directos e indirectos para la realización de well testing, con ambos tipos de tecnología?
7. ¿Cuál es la conveniencia económica teniendo en cuenta los cambios técnicos de aplicar medición multifásica por sobre separación o trifásica? ¿Cuál es el horizonte temporal de conveniencia?

V. Modelo de Análisis

La hipótesis que se planea como eje central de la investigación es,

“En un marco favorable para realizar una inversión de well testing, la aplicación de un medidor multifásico para realizar el servicio en pozos no convencionales de Vaca Muerta posee una relación costo-beneficio superior sobre la utilización de un separador trifásico, para la empresa testigo”

El modelo de análisis que se utilizará para el desarrollo de la conveniencia se encuadra dentro del análisis de factibilidad o viabilidad elaborado por Sapag Chain (2011) que realiza la exposición de este proceso por medio de diferentes estudios que hacen de sustento para el armado del análisis económico y financiero que determinará la decisión final de la conveniencia en el uso de ambas tecnologías. En el caso particular de este proyecto durante los diferentes análisis de factibilidad se realizará la comparación entre ambos equipos, a la vez de que se analizará, en cada una de ellas la posibilidad de que el análisis se extienda a cuencas de petróleo y de gas, ampliando el espectro de uso de ambos instrumentos.

La primera viabilidad que se analizará será aquellas relacionada al estudio de mercado o factibilidad comercial, la cual determinará los ingresos futuros para la estimación de la conveniencia o no de llevar adelante un proyecto de inversión. Según Santos (2008) se entiende por estudio de mercado a aquel en el cual la principal motivación es la estimación de la demanda, ya que la misma permite proyectar los ingresos futuros de dinero como así también qué política de precios se podrá implementar en el futuro en la comercialización del bien o servicio en cuestión. Según Baca Urbina (2010) este estudio también es útil para prever una política de precios, y considerar si la prestación del servicio es viable. Los aspectos que deben estudiarse son los siguientes cuatro;

- El consumidor y las demandas del mercado
- Las competencias y las ofertas del mercado actual y proyectado

- La comercialización del servicio que este proyecto genera
- Los proveedores y la disponibilidad y el precio de los insumos

El análisis de viabilidad técnica, según Sapag Chain (2011) tiene por objetivo proveer información para valorar y cuantificar las inversiones y costos de operaciones que se encuentran involucrados en el proyecto. Así, una de las variables de mayor importancia que se estudia en este análisis es la localización del producto, su cercanía en la provisión de materias primas y la cercanía en la entrega del producto. Al momento de realizar el estudio técnico se deben seguir de manera metódica y ordenada distintos análisis que componen el estudio del “Balance del proyecto” que se utiliza el pleno conocimiento de los requerimientos del mismo y de su dimensión.

- Balance de equipos: se compone por los activos físicos del proyecto. El listado no requiere de un estudio del origen de los recursos que darán lugar a la compra de dichos equipos.

- Balance de Obras Físicas: es la distribución física de los equipos listados anteriormente. El objetivo de este punto es minimizar el uso de los recursos productivos para alcanzar un cierto nivel de producción.

- Balance de Personal: consiste en el listado de tareas de cada recurso humano que compone el desarrollo del proyecto. En este punto no es necesario conocer el valor que se abonará al recurso, pero si sus funciones.

- Balance de Insumos: es el balance monetario que se recopila de los anteriores análisis y consiste en el listado de precios y costos adicionales del proyecto de inversión.

El Estudio Legal o factibilidad legal consiste en el desarrollo de los siguientes conceptos claves como:

- Condición Tributaria: se analizan cuáles son las tasas e impuestos alcanzados y contribuciones al Estado, en relación con el proyecto, tanto si el

proyecto no se encuentra dispuesto como si el mismo consiste en una ampliación de las instalaciones.

- Registro de Marcas: en esta instancia se decide el registro de la marca cuando el mismo resulte un nuevo proyecto o bien cuando mismo ya se hubiera comenzado, pero se desee patentar una nuevo producto o proceso productivo.

En relación con el estudio de la viabilidad de un proyecto de inversión, también son posible de analizar la viabilidad organizacional, la cual no se abordará en este proyecto debido a su irrelevancia por resultar un análisis más técnico. En relación a la viabilidad ambiental, permite determinar si la realización o no del proyecto en cuestión generará efectos ambientales, ya sean adversos o positivos. Cuando se habla de impacto ambiental se hace referencia a las transformaciones o daños que las acciones del ser humano puedan generar en la naturaleza. Dicho estudio permite identificar, prevenir e interpretar los impactos ambientales que producirá un proyecto en su entorno en caso de ser ejecutado, todo ello con el fin de que en encargado de la realización del mismo pueda aceptarlo, rechazarlo o modificarlo. A nivel microeconómico, el Estudio de Impacto Ambiental consiste en la detección de posibles externalidades económicas.

El estudio de la evaluación económica de un proyecto de inversión es la parte final de la formulación y evaluación de proyectos de inversión, ya que según enuncia Sapag Chain (2011) la misma consiste en la elaboración del flujo de caja del inversionista y del proyecto para la estimación de indicadores de rentabilidad.

VI. Antecedentes

Según el relevamiento realizado hay escasos antecedentes académicos que analicen la conveniencia en la aplicación de un medidor multifásico por sobre un separador trifásico al optar por una inversión de well testing en Argentina, la documentación existente generalmente hace foco en demostrar las ventajas técnicas de una medición multifásica, sin hacer un análisis costo beneficios para la prestación de un servicio de well testing. A pesar de la carencia de este tipo de análisis comparativo, es posible dar cuenta de que existe evidencia positiva a favor del medidor multifásico, ya que según exponen Bifout, Pinguet y Vidon (2013), la tecnología de medición multifásica se encuentra probada por más de 20 años de ensayos técnicos, en diferentes campos, como una tecnología superior a la medición por medio de separación trifásica, por lo que las expectativas de los operadores petroleros aumentan diariamente, debido a los beneficios frente a los equipos convencionales, convirtiéndose así en esencial para utilizar esta tecnología a largo plazo. Entre las conclusiones, a las que se arriba en el trabajo, se puede observar que, la medición con tecnología multifásica muestra tener una alta precisión y ser una opción eficiente para monitorear cada pozo durante las pruebas periódicas de pozo.

Otro antecedente de instrumentación de diferentes separadores en ensayos técnicos lo realiza Botello Torres (2012) quien concluye que, en la actualidad, los separadores que utilizan medidores de tipo Coriolis arrojan la mejor performance. Por último, según Baldauff, Cadenhead, Mas y North (2004), el flujo de fluidos en el pozo está influenciado por varios factores, que incluyen el diámetro de la tubería, la velocidad del flujo, el tipo de fluido y las características del mismo. La posibilidad de adquirir registros que permitan analizar el régimen de flujo del fluido solo es posible por medio de medidores multifásico. La información provista se combina y se interpreta para derivar el tipo y velocidad del fluido y así optimizar en cada intervalo de producción el uso de recursos.

VII. Metodología

7.1 Amplitud

Este estudio se realizará sobre la empresa testigo, bajo supuestos que pueden ser extensibles a otras empresas de las mismas características y por ende extender el análisis otras organizaciones.

7.2 Diseño de la investigación

Este estudio es exploratorio y descriptivo. Según Hernández Sampieri, Fernández Collado y Baptista Lucio (2003) los estudios exploratorios tienen por objetivo examinar un problema o tema de investigación poco estudiado, del cual se tienen muchas dudas o no se ha abordado antes. Según estos autores, sirven para familiarizar al investigador con fenómenos relativamente desconocidos, obtener información sobre la posibilidad de llevar a cabo una investigación más completa sobre un contexto particular. Por otro lado, los estudios descriptivos buscan especificar las propiedades, las características y los perfiles importantes de personas, grupos, comunidades o cualquier otro fenómeno que se someta a un análisis (Danhke, 1989). Estos estudios miden, evalúan o recolectan datos sobre diversos aspectos, dimensiones o componentes del fenómeno a investigar.

El análisis también se encuadra dentro de un estudio correlacional, en tanto el mismo tiene como propósito evaluar la relación que existe entre dos o más conceptos, categorías o variables. La utilidad y el propósito de los estudios correlacionales, según Hernández Sampieri R., Fernández Collado C. y Baptista Lucio P (2003), radican en que al utilizar datos cuantitativos se puede saber cómo se comportan distintos conceptos por medio de indicadores o ratios de dependencia entre las variables, que sustenten de manera más formal las predicciones realizadas en el análisis descriptivo.

7.3 Fuentes de Datos

Los datos utilizados son de fuentes primarias y secundarias. Las primeras se accederán por vía de la observación directa y el análisis documental de información provista por la empresa seleccionada, mientras que las fuentes de información secundarias utilizadas son representadas por estudios o investigaciones relacionadas a la temática. El procedimiento también contará con una metodología de análisis, que será cualitativa y cuantitativa respectivamente. Esto quiere decir que para ciertos casos el estudio se enfocará en analizar el contenido y la esencia de los datos relevados, y en otros la importancia estará asignada a la cantidad y las formas en las que se desarrollan las actividades que permitirán describir, medir y clasificarlas.

7.4 Desarrollo del proceso de recolección de datos

La recolección de datos primarios se realizará mediante dos instrumentos metodológicos para recopilar la información:

- Observación directa: se toma y registra información para su posterior análisis. Significa observar un objetivo claro, definido y preciso: el investigador sabe que es lo que desea observar y para que quiere hacerlo, lo cual implica que debe preparar cuidadosamente la observación.
- Análisis documental: el mismo se entiende como el procedimiento por el cual por un proceso intelectual se extraen nociones del documento para representarlo y facilitar el acceso a los originales. Analizar, por tanto, es derivar de un documento el conjunto de palabras y símbolos que le sirvan de representación

En el caso de la fuente de datos secundaria, su análisis será documental sobre la base de los resultados obtenidos por otros autores.

En esta investigación se encuadra en la metodología de estudio de caso. En el caso particular de la presente investigación se utilizará como fuente de

información la empresa testigo, por disponibilidad a la información y aquellos desarrollos académicos relacionados a la investigación.

7.5 Análisis de datos

El análisis de datos se realizará por medio de una serie de indicadores que se presentarán en el caso de analizar la conveniencia económica de ambas tecnologías, como así también se realizará la exposición cuantitativa de información mediante gráficos cuando se analice la situación del mercado de petróleo en Argentina. A su vez en el procesamiento de datos existirá una proporción de los mismos que se encontrará expuesta según se considere relevante de presentar.

VIII. Cronograma

Tabla 1: Diagrama de Gantt de la Investigación

TAREAS A REALIZAR	TIEMPO DE TRABAJO									
	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19
Tema y problema										
Búsqueda de Bibliografía										
Lectura de Bibliografía										
Revisión de Bibliografía										
Trabajo de campo										
Procesamiento de datos										
Redacción del informe final										
Revisión										
Defensa										

Fuente: Elaboración Propia

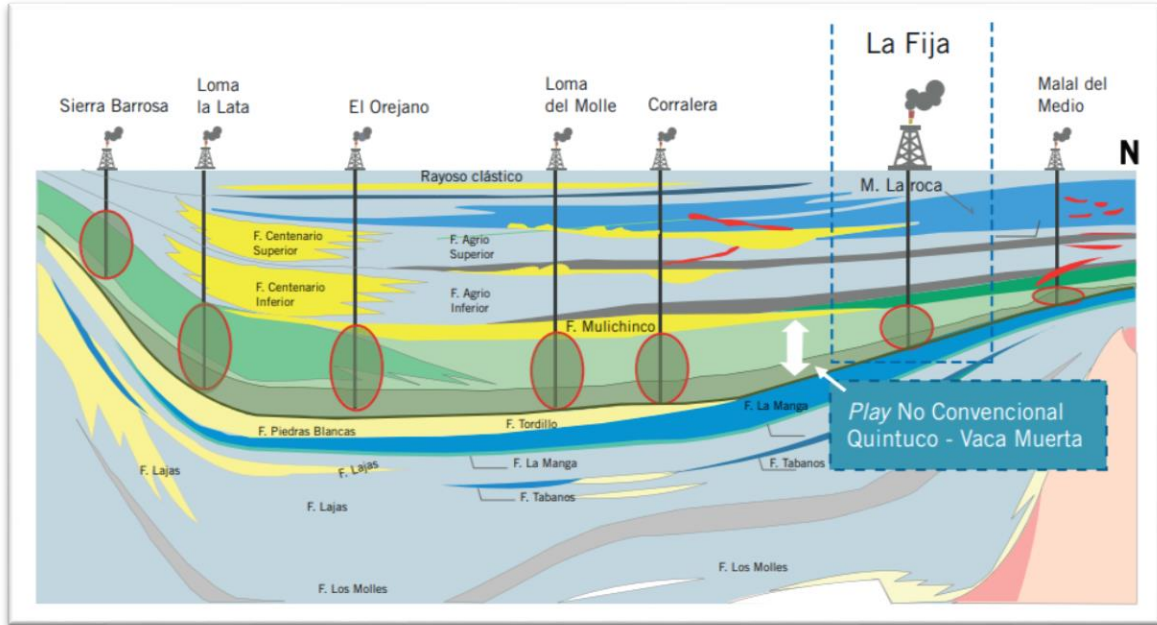
IX. Análisis de Factibilidad

El análisis de la factibilidad de la aplicación de un medidor multifásico para realizar el servicio de well testing en pozos no convencionales de Vaca Muerta comienza primero con la aplicación de cuál es el grado de avance de este proyecto para reconocer cuál será, a modo, técnico, legal, ambiental, comercial y por último económico, de la aplicación de esta herramienta.

9.1 Vaca Muerta

Vaca Muerta es la principal formación de hidrocarburos no convencionales de Argentina. Situada en la cuenca neuquina, fue originalmente descubierta en 1927, pero recién en 2011 fue confirmado su gran potencial. El origen de este recurso, según Robles (2012) existe desde el comienzo del descubrimiento de Vaca Muerta, que la misma no es un yacimiento, es una formación sedimentaria depositada en un mar de edad jurásica, en la Cuenca Neuquina. Fue denominada con ese curioso nombre en 1931 por el estadounidense Charles Edwin Weaver, la encontró aflorando en toda la sierra de Vaca Muerta.

Ilustración 1: Corte Sur de la Cuenca Neuquina



Fuente: Robles (2012)

En este sentido, Robles (2012), afirmó que, esta formación sedimentaria, permite un sistema petrolero como aquel dinámico de generación de hidrocarburos que funciona en un área y en un tiempo determinado. Requiere que converjan en este tiempo distintos elementos esenciales, como son la roca madre, la roca sello y la roca reservorio para la formación de depósitos de petróleo o bien de gas. Los recursos no convencionales de gas y petróleo son acumulaciones de hidrocarburos que deben ser estudiados y explotados con diferentes técnicas utilizadas en los sistemas convencionales.

El sistema no convencional, consiste según Robles (2012), en un tipo de shale-oil y shale-gas son sistemas en los cuales la roca es rica en material orgánico. Este material orgánico tiene los procesos químicos y fisiológicos tal, que es posible extraer hidrocarburos. En la actualidad, ocupa una superficie de 36.000 km², algo menor al territorio que ocupan Suiza o los Países Bajos. Sus recursos se estiman en 27 mil millones de barriles y 802 billones de pies cúbicos, lo que

significa que, de ser explotados, se incrementarían las reservas probadas del país más de 8 veces y tendríamos asegurado nuestro consumo de gas y petróleo para los próximos 150 y 85 años respectivamente. En la actualidad 18 petroleras cuentan con concesiones no convencionales. Representan apenas el 27% de la superficie total de la formación. El ranking lo encabezan YPF, PAE, ExxonMobil, Total y Shell.

Según información del Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén, el ranking de las empresas con mayor participación de las concesiones no convencionales es liderado por YPF, le sigue Pan American Energy (PAE) y el tercer puesto es ocupado por la gigante norteamericana ExxonMobil. Son las únicas que superan la barrera del 10%.

El porcentaje total de esos permisos de explotación no convencional está concentrado entre 18 empresas de las cuales más de la mitad son extranjeras: Además de la que ocupa el tercer puesto están Total, Shell, Vista Oil&Gas, Chevron, Wintershall Dea, Madalena Energy, Dow, Petronas y Schlumberger.

Con las últimas 7 concesiones no convencionales que otorgó la provincia, la que más superficie agregó a su carpeta fue ExxonMobil. La otra que escaló en el ranking fue Pampa Energía que duplicó la superficie que operaba. Más abajo se ubicó PAE, Shell YPF, Pluspetrol y la petrolera neuquina Gas y Petróleo (GyP).

En el caso de Vista Oil&Gas, la petrolera creada por Miguel Galuccio, fue el gran jugador que desembarcó en Vaca Muerta en la segunda mitad del 2018. Con sus dos concesiones no convencionales tomó 543,35km² de la formación. La otra firma que apareció en el radar fue Madalena que por su participación en Coirón Amargo Sur Este (CASE) posee 78,71 km² en la formación.

Vaca Muerta representa sin lugar a duda una oportunidad histórica para recuperar el autoabastecimiento energético y transformarnos en un país exportador. Su desarrollo contribuiría sustancialmente al crecimiento económico y

a la generación de empleo. A su vez se debe observar a Vaca Muerta como un proyecto que busca mejorar la dependencia de las cuentas externas al país.

En un análisis histórico de cómo ocurrió el interés por Vaca Muerta a nivel económico, según Giuliani (2018) a partir de la declinación de la oferta interna de petróleo y gas, proveniente de la desregulación de la política energética durante el gobierno de Carlos Menem, la importación de energía tendiente a satisfacer los requerimientos residenciales y del sector productivo agravó la crítica problemática de las cuentas externas. El continuo incremento de las compras de combustible en el exterior constituyó un argumento central en la decisión de expropiar el 51% del capital accionario de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) al grupo español Repsol en mayo de 2012, mediante la sanción de la Ley 26.741.

La expropiación ocurrida de YPF junto con la sanción realizada de la ley nacional generó el contexto económico necesario para declarar, en el territorio argentino, la búsqueda del autoabastecimiento energético y expresión de la reafirmación de la soberanía hidrocarburífera. La sobre explotación de los yacimientos tradicionales y la escasa o nula exploración que caracterizaron el accionar de Repsol y demás operadoras, orientaron las expectativas hacia Vaca Muerta. Esta generación de conciencia por parte del Estado de la necesidad de generar la independencia energética, implicó, según la autora, el reconocimiento de los hidrocarburos no como simple commodities sobre las cuales el país puede tener ventajas o desventajas de los vaivenes de precios, sino más bien recursos estratégicos para el desarrollo del país.

En términos concretos, Argentina no se caracteriza por ser un país independiente en materia de energía, por lo que importa barriles de petróleo, provocando presión en la Balanza Comercial, el hecho de que se incentiven actividades como la extracción no convencional, implica una merma en relación a la cantidad de divisas que se destinan para este fin.

El concepto que subyace detrás de la extracción de Vaca Muerta es el de combustible no convencionales, por lo que según Guiliani (2018) es posible distinguir que se entiende por este tipo de actividad como, los reservorios y no refiere al petróleo y al gas que en ellos se encuentran, que son los mismos tanto en los reservorios convencionales como en los no-convencionales, sino a los hidrocarburos que de allí se pueden extraer.

El proceso de formación de los hidrocarburos como materia posible de generación petróleo y gas, se forman en lo que se conoce como roca madre, compuesta por material orgánico y rocas durante largos períodos de tiempo; esta acumulación, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, transforma y descompone la materia orgánica, obteniendo así hidrocarburos. Estos hidrocarburos migran a través de diferentes formaciones geológicas hasta encontrar lo que se conoce como sello y, ante ciertas situaciones que impiden su escape, se forma una trampa geológica donde se aloja el petróleo, el gas y el agua: es la roca reservorio que generalmente presenta buenas condiciones de permeabilidad y porosidad que permiten la explotación convencional de los hidrocarburos. En aquellos casos en los que no se concreta la migración y la roca madre es la misma que la roca reservorio, se está ante un yacimiento no convencional

Los hidrocarburos no convencionales más comunes son shale gas y shale oil, son acumulaciones de gas y petróleo que permanecen en la roca generadora, o roca madre, como restos del proceso de migración. En los recursos shale, la roca madre está formada por sedimentos muy finos y con alto contenido de materia orgánica microscópica. Los valores de porosidad, o capacidad de almacenaje, son bajos, aunque en el orden de la magnitud de los sistemas convencionales. La diferencia está en la permeabilidad en rangos muy inferiores que en los sistemas convencionales.

La posibilidad de explotación de Vaca Muerta para Argentina implicó la concesión de la libre disponibilidad de los volúmenes extraídos a las empresas

concesionarias, admitiendo su comercialización tanto en el mercado interno como en el externo sin restricciones, con la posibilidad de disponer hasta el 70% de las divisas obtenidas en el comercio internacional. En el año 2016, se desreguló la instalación de refinerías y bocas de expendio, se liberaron los precios de todos los productos y se redujo el rol del Estado a tareas de fiscalización y control.

Tanto el Estado Nacional como los provinciales, en especial el de Neuquén, se mostraron desde un primer momento proclives a incentivar la actividad, impulsando la celebración de contratos de asociación con multinacionales o la adecuación de la normativa que regula el funcionamiento del sector. Precisamente, los decretos presidenciales 927 y 929 fueron emitidos en 2013 como marco de la alianza entre YPF y Chevron para activar el proyecto piloto en Loma Campana y luego adquirieron rango legal al ser incorporados en la nueva Ley Nacional de Hidrocarburos, aprobada en 2014 para reformar la Ley 17.319/67.

Los estímulos incluidos en la normativa consisten en la posibilidad de comercializar en el exterior parte del volumen extraído sin retenciones, la libre disponibilidad de las divisas obtenidas en la exportación o la reducción de aranceles a la importación de tecnología e insumos, directa o indirectamente vinculados a yacimientos no convencionales.

Las modificaciones incluyeron la ampliación de los plazos de concesión para los proyectos relativos a la explotación no convencional, la posibilidad de prorrogar indefinidamente los contratos, el compromiso por parte de las jurisdicciones provinciales y municipales para no introducir nuevos tributos ni aumentar los existentes, establecer un tope a los porcentajes de regalías, entre otros beneficios.

Más allá de los incentivos que se generen a nivel normativo, la mayor dificultad o principal ventaja que puede tener la explotación de Vaca Muerta depende de la evolución de la situación macroeconómica del país. En el presente año Argentina se encuentra atravesando otra crisis económica dentro de su historia. Los componentes que configuran esta crisis son diversos y como tales, no se

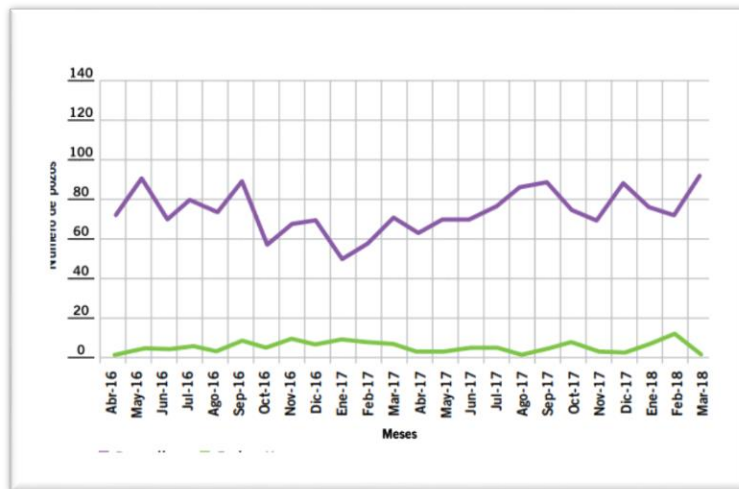
desarrollan en su totalidad en la presente investigación, que es el contexto sobre el cual la cuenca de Vaca Muerta se encuentra en proceso de explotación, como así también las que generen un condicionamiento de las alternativas de crecimiento.

En relación con la potencialidad que tienen los pozos perforados de Argentina, se puede observar que ocurrió un aumento considerable desde el año 2018 en adelante en el desarrollo de cuencas que permitan extraer este tipo de insumos vitales para la economía del país. A la vez de que aumentó el número de pozos desarrollados, se encuentra la contrapartida de este avance en la merma de los pozos explorados.

Entre los motivos que subyacen detrás de esta situación se encuentra el hecho de que Argentina se encuentra consignada en la crisis económica antes descripta que debe ser contextualizada no sólo por una caída en la actividad económica del país, sino también en una pérdida de la confianza de los inversores. La falta de previsibilidad actual sobre el devenir del país, las altas tasas de interés y la posibilidad de generar grandes retribuciones económicas en actividades especulativas y no productivas, genera un desaliento a este tipo de actividades productivas.

A su vez es necesario mencionar, que el actual gobierno, a la vez de que mejora el contexto sobre la explotación de la cuenca neuquina con incentivos económicos y fiscales se encuentra incentivando de manera activa y con grandes niveles de aceptación el desarrollo de energía por biocombustibles, biomasa.

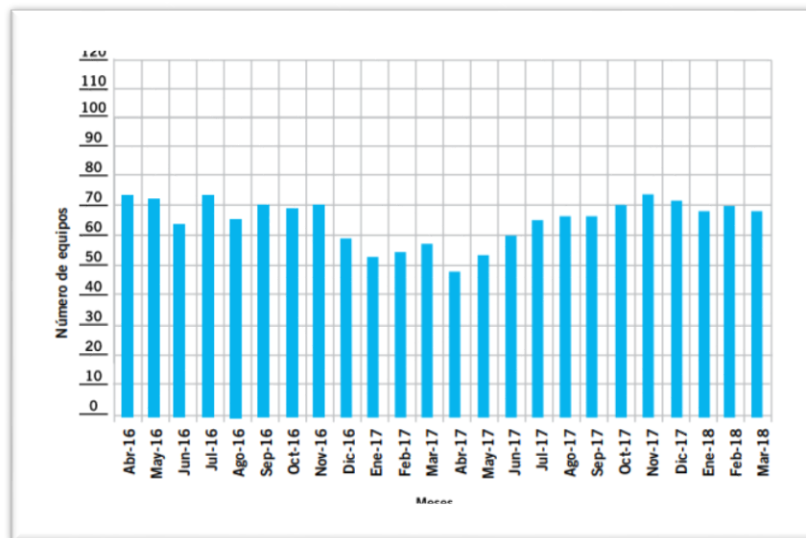
Ilustración 2:Pozos Perforados Argentina



Fuente: Petrotecnia (2018)

Con relación a la cantidad de equipos utilizados para la perforación de nuevos pozos de petróleo, se tiene que en los últimos meses del año 2017 aumentó y se mantuvo constante desde dicha subida hasta el último marzo 2018 .

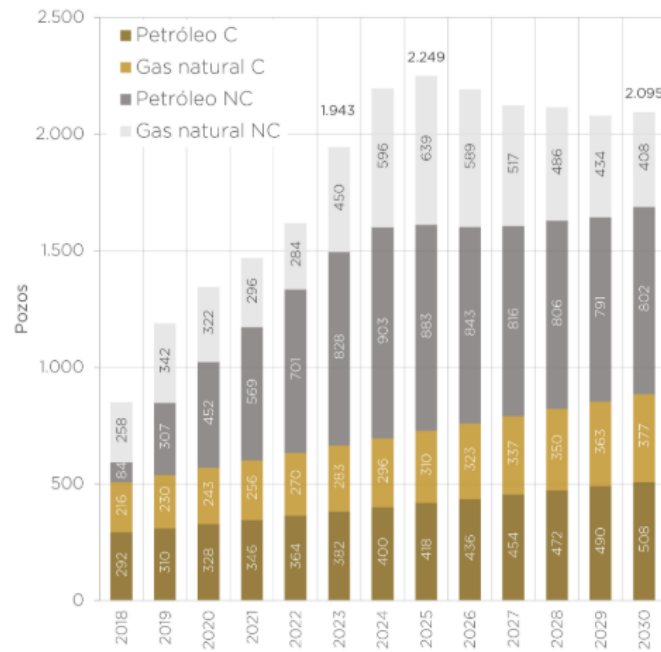
Ilustración 3:Cantidad de equipos utilizados



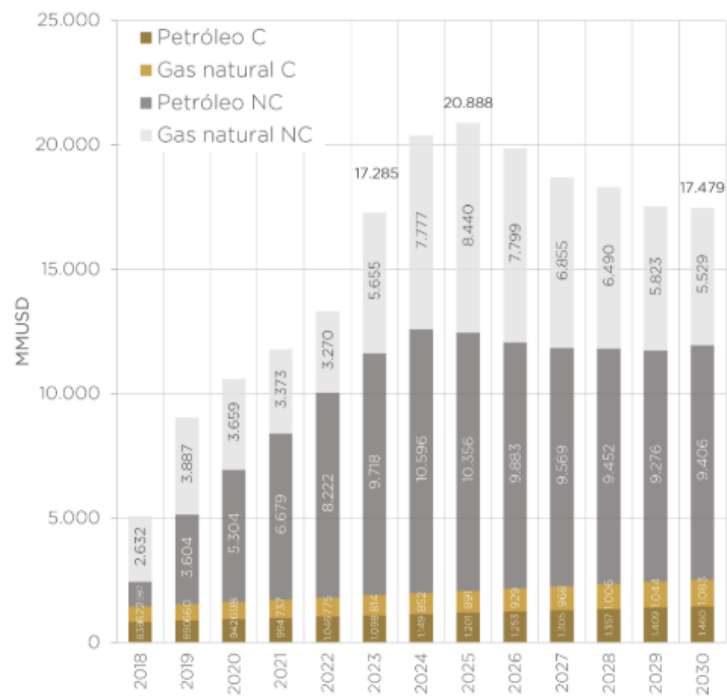
Fuente: Petrotecnia (2018)

Ilustración 4: Proyección Nacional de Pozos e Inversiones

Pozos terminados



Inversiones

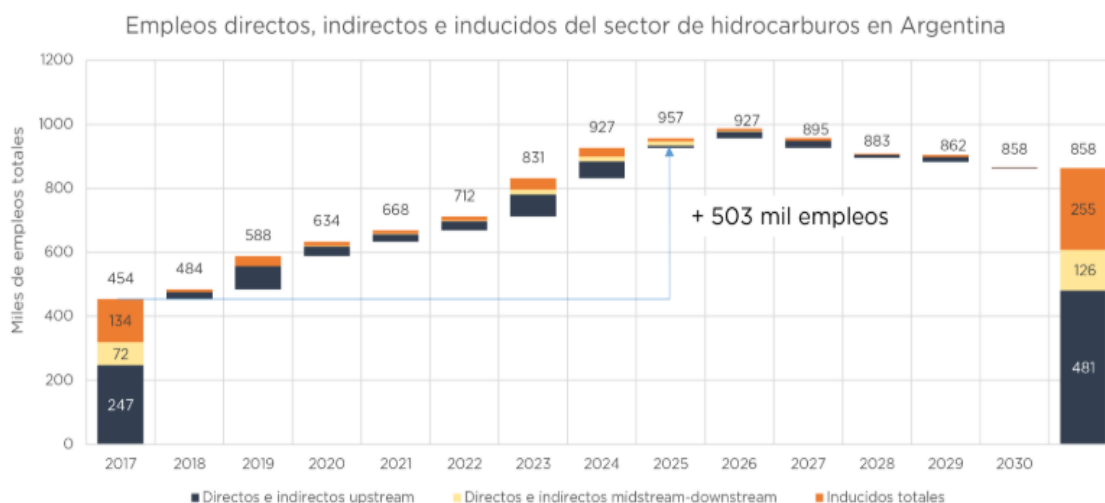


Fuente: Secretaría de Planeación de la Nación (2019)

En función de que el otorgamiento de la explotación de esta cuenca a lo largo de la misma se ha realizado en conjunto con empresas nacionales y extranjeras se debe prestar atención a la evolución de la Inversión Extranjera Directa (IED), debido a que el ingreso de divisas al país, permite ampliar las posibilidades de explotación.

Este tipo de actividades productivas genera una mejora entorno a la posibilidad de que se realice una generación de empleo, a la vez de que luego se verá la posibilidad de que exista un traslado entre distintas actividades, como así también ocurrirá un cambio en la configuración en el territorio en que se desarrolle la actividad, en este caso particular la Provincia de Neuquén.

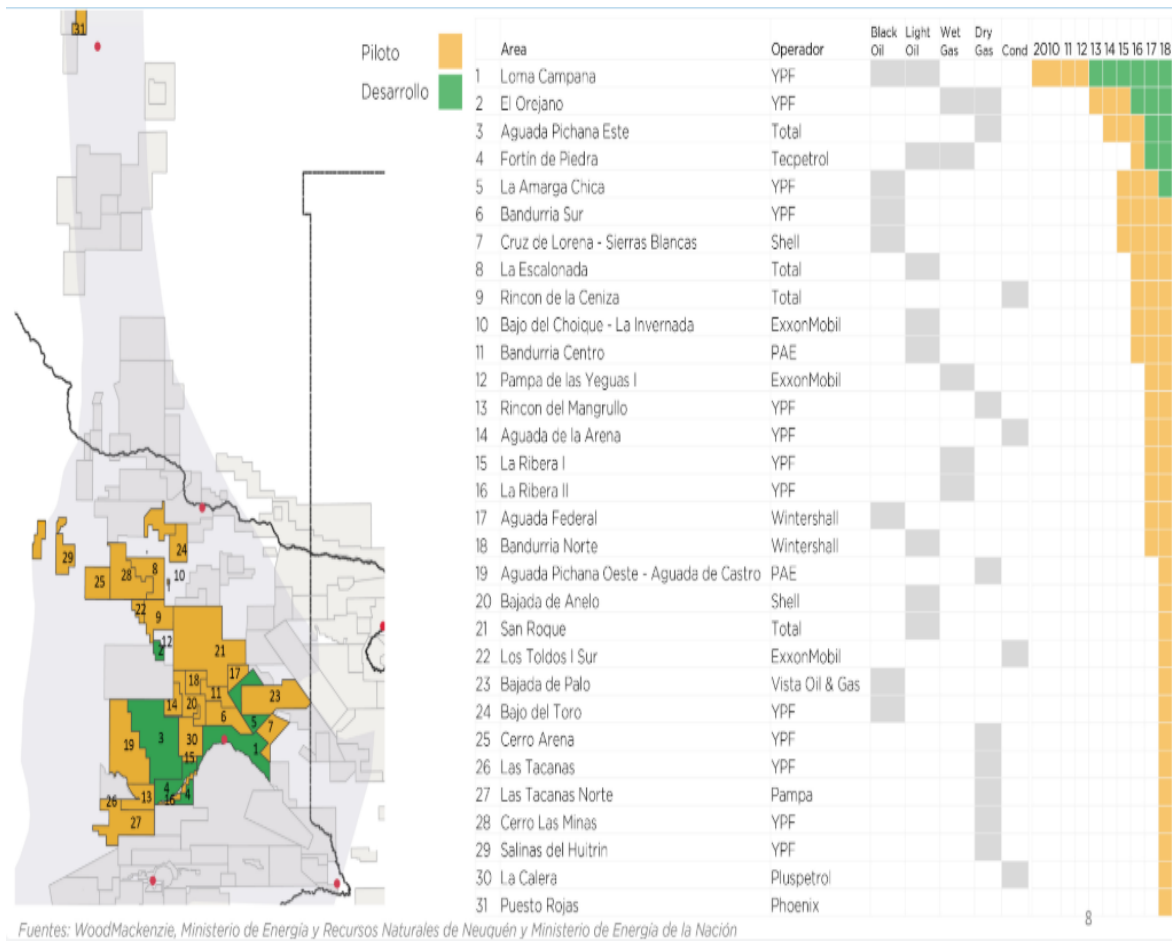
Ilustración 5: Evolución de Vaca Muerta



Fuente: Secretaría de Planeación de la Nación (2019)

En relación con el grado de avance de la exploración de esta cuenca, los indicadores del Gobierno Nacional, a través de la Secretaría de Planeamiento del país, muestra la siguiente ilustración respecto del grado de avance.

Ilustración 6: Evolución de Vaca Muerta



Fuentes: WoodMackenzie, Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén y Ministerio de Energía de la Nación

Fuente: Secretaría de Planeación de la Nación (2019)

9.2 Well Testing

El presente trabajo de análisis y definición de la conveniencia de utilizar un separador trifásico o un medidor multifásico para la medición de caudales, durante los servicios de Well Testing, en el caso de la empresa testigo, se consideran servicios de duración limitada, insitu, con equipamiento temporal y móvil operado por personal propio de la empresa.

El entendimiento del concepto de Well Testing surge según, Chaudhry (2004) del concepto de que el proceso consiste en el análisis de pruebas de pozos petroleros como una rama de la ingeniería. En sí mismo consiste, en las pruebas de caudales y presión sobre las condiciones del yacimiento in situ, que resultan esenciales para determinar la capacidad productiva de un yacimiento. El análisis de presión transitoria, al realizar una interpretación, también brinda estimaciones de las dimensiones del reservorio.

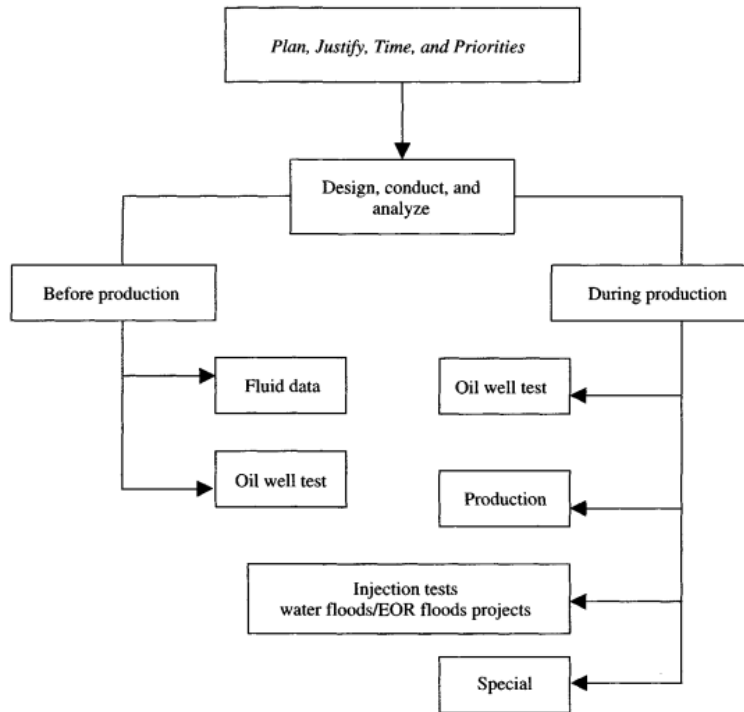
El ingeniero de yacimientos debe tener suficiente información sobre el yacimiento o cuenca, en tanto se requieren las condiciones y características del reservorio / pozo para analizar adecuadamente su rendimiento y para pronosticar la producción futura en varios modos de operación. Esta información se puede extraer mediante la utilización de separadores tradicionales o bien medidores multifásicos.

El ingeniero de producción debe conocer las condiciones de producción y de inyección de pozos para alcanzar el mejor rendimiento posible del reservorio, y así obtener el mayor nivel de producción, como así también de beneficios a largo plazo. Las presiones son los datos más valiosos y útiles en la ingeniería de yacimientos, directa o indirectamente, entran en todas las fases de la ingeniería de yacimientos. Los cálculos en la determinación precisa de los parámetros del yacimiento son muy importantes debido a que determinará el ritmo de la extracción de los hidrocarburos y en general, el análisis de las pruebas de pozos petroleros se realiza para cumplir siguientes objetivos:

- Determinar la exacta naturaleza de los fluidos producidos. Ya sea por nuestro PVT de fondo y/o superficie
- caracterización del yacimiento, obtener los parámetros del yacimiento para la descripción del mismo. Factor de piel (skin) o el daño relacionado con la perforación y la terminación de un pozo de petróleo. Evaluar las características de la formación productiva. Determinación de la presión estática de formación y de capacidad de flujo, dada por el producto kh (permeabilidad x espesor)
- Definir la productividad del pozo. Con curvas IPR para pozos petrolíferos y curvas de aporte y potencial absoluto en pozos gasíferos.

En un esquema de cómo se realizan las pruebas de Well Testing en los yacimientos de petróleo, como así también los usos derivados que las mismas posee se presenta la siguiente ilustración a los fines de determinar la secuencia lógica de pasos.

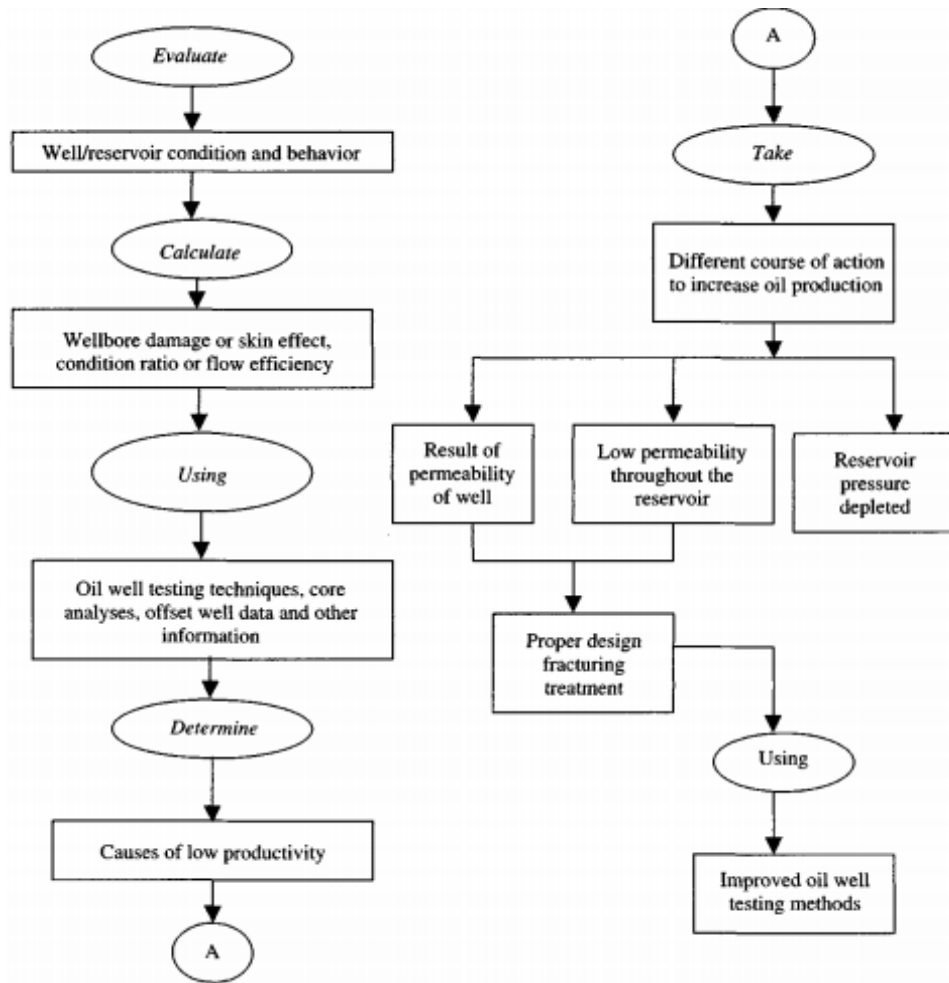
Ilustración 7: Esquema de Well Testing



Fuente: Chaudry (2004, p 15)

Una vez determinados los drivers que motivan la realización de Well Testing, es posible determinar que el mismo da el sustento para la determinación de la vida del yacimiento, como muestra la presente figura.

Ilustración 8: Esquema de Well Testing



Fuente: Chaudry (2004, p 16)

En búsqueda de establecer relaciones de mayor relevancia para el caso de la aplicación del método de Well Testing, es preciso mencionar que además de las ventajas antes mencionadas, la aplicación de este método permite determinar las diferentes causas de una baja productividad en un yacimiento o bien de la posibilidad de elevarla. En sí mismo, según Mattar (2003), las razones por las cuales se realizan test de análisis (interpretación) para los yacimientos de petróleo son:

- Indagar sobre la presión inicial de reservorio
- Indagar sobre la presión en fluencia del reservorio
- Conocer caudales de producción de los fluidos
- Reconocer el tamaño del área de drenaje.
- Alcanzar la estabilización de los flujos de fluidos bajo ciertas condiciones.
- Conocer las características de los fluidos, tomar muestras representativas para análisis de laboratorio (PVT)

En términos más técnicos de la ventaja que posee la medición multifásica para este tipo de análisis, se encuentra según, Nadège Hopman, Sebastián Pérez, Dr Bruno Pinguet, Paul Guièze, Stanislas Vandenberg, Alain-Michel Bourgeois (2006), en el hecho de que permite visualizar los caudales en tiempo real, aún durante la fase de limpieza de pozo y condiciones de fluencia complejas, lo que le permitió al equipo de Ingeniería de Reservorio decidir el incremento del tamaño del orificio (estrangulador) luego de alcanzado el período de estabilización.

La información precisa y oportuna es esencial para vigilar rutinariamente y controlar con éxito las operaciones cruciales y complejas. En la actualidad, según muestran los distintos exponentes del Well Testing esto es posible gracias a la posibilidad de que por medio de la interrelación entre la ingeniería y la computación se conozca de manera adecuada, no sólo las condiciones iniciales con que se comienza una extracción de hidrocarburos sino también las condiciones finales, para así determinar cuál será el caudal extraído, y por ende la durabilidad del yacimiento. En este sentido, el Well Testing, no sólo implica la recolección de datos sino también resulta necesaria la conversión de estos grandes volúmenes de información a volúmenes convenientes para su utilización en las aplicaciones de computación.

En particular al realizar un Well Testing, utilizando un separador trifásico se producirá un proceso de separación de fluidos. En sí mismo el proceso consiste en

diferentes etapas que se realizan de separación que se pueden distinguir, según Ingenieros Consultores, S.R.L. (1991) en;

- Sección Primaria
- Sección Secundaria
- Sección de Extracción de Neblina
- Segregación Final

Según los autores, se tiene que la primera etapa conocida como sección Primaria ocurre cuando, la corriente de fluidos que entra al separador proviene a alta velocidad, lo que ocasiona una turbulencia entre la fase gaseosa y la fase líquida. Debido a esto, se debe disipar el gran impulso que posee la corriente de fluidos a la entrada del separador.

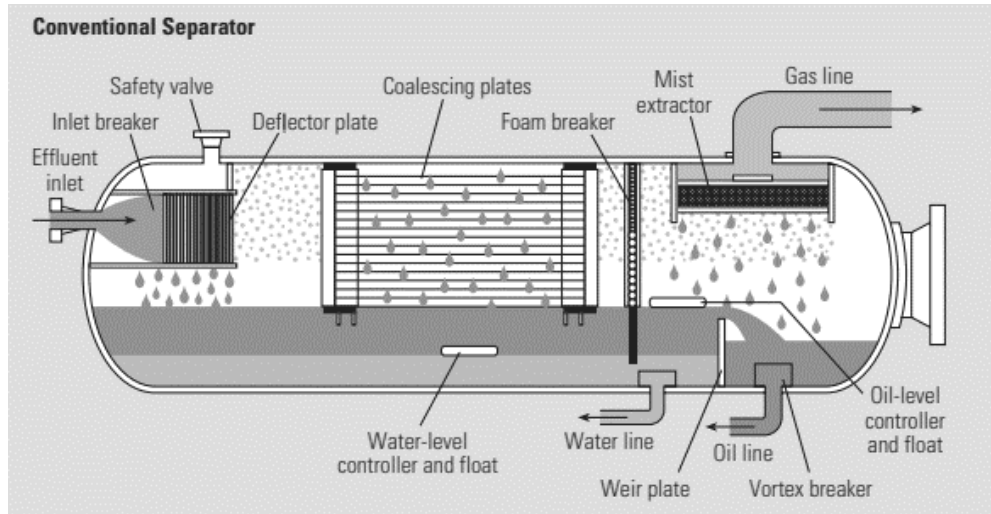
El segundo paso en el proceso de separación comienza con la conocida sección Secundaria, en el cual el principio más importante de la separación en esta sección es la decantación del líquido por gravedad desde la corriente de gas, una vez reducida su velocidad. La eficiencia en esta sección depende de las propiedades del gas y del líquido, del tamaño de las partículas y del grado de turbulencia del gas.

La tercera sección de Extracción de Neblina separa las minúsculas partículas del líquido que aún contiene el gas, la mayoría de los separadores utilizan, como mecanismo principal de extracción de neblina, la fuerza centrífuga o el principio de choque. En ambos métodos, las pequeñas gotas de líquido se separan de la corriente de gas en forma de grandes gotas (coalescencia), que luego caen a la zona de recepción de líquido.

Por último, continúa el proceso con la Segregación Final la cual, procede a descargar los diferentes fluidos, gas libre de líquido y líquido libre de gas, a las condiciones de operación establecidas evitando la reagrupación de las partículas de las distintas fases y la formación de espuma. Para que esto ocurra es

necesario un tiempo mínimo de retención de líquido y un volumen mínimo de alimentación.

Ilustración 9: Separador Tradicional



Fuente: Chaudry (2004, p 27)

En este contexto, la metodología del Well Testing mantiene el rumbo en los yacimientos de petróleo y gas, de alcanzar el objetivo principal que es la recuperación mejorada y producción acelerada de los mismos, a un menor costo, para lo cual se ha avanzado en la industria ingenieril en materia de alcanzarlo de manera más eficiente.

En este último punto, es necesario dar cuenta que el Well Testing, tiene en sus resultados, tanto a nivel tecnológico como así también a nivel de grado de utilización una relación estrecha con la economía. En términos sintéticos, se quiere producir y manejar el campo de la explotación de hidrocarburos de manera más efectiva y eficiente, en el sentido de aprender más en menos tiempo acerca del yacimiento y su rendimiento. La agilidad y el perfeccionamiento del proceso de toma de decisiones, incorporando tecnología de medición multifásica, podría mejorar el proceso de manera integral.

9.3 Factibilidad Técnica

El proyecto de inversión particular que se desea implementar dentro de la cuenca de Vaca Muerta consiste en la implementación de medidores multifásicos de caudal. Esta nueva tecnología realiza mediciones de caudales, sin la necesidad de separación física, permitiendo a los operadores obtener dicha información de una manera alternativa a la utilización de tecnología tradicional de separación.

En primera instancia, debe ser posible justificar el porqué de la necesidad de realizar well testing dentro del proceso de extracción de petróleo de una cuenca de hidrocarburos. La aplicación de resultados no confiables en el proceso de planeamiento de un desarrollo a largo plazo genera un inevitable costo debido a que no permite dar cuenta del real drenaje. La falta de un control de drenaje distorsiona la potencialidad de la cuenca. Las mediciones a menudo son distorsionadas por episodios tan comunes como los producidos por pozos con regímenes de producción que superan la capacidad del separador para pruebas o la presencia de fluidos de pozos que llegan a la superficie en forma de espumas, emulsiones de petróleo en agua, o bien petróleos pesados. La presencia de este tipo de productos afecta de manera directa a la medición y por ende a las estimaciones de cuánto se puede aprovechar de dicha cuenca de petróleo.

En general, la información sobre la cuenca de petróleo se adquiere de fondo de pozo y superficie, llevando a cabo mediciones ocasionales y utilizando técnicas tales como los registros de producción y las pruebas de pozos. Estos métodos generalmente reaccionan ante un evento o se programan en función de diferentes planes de reparaciones.

Las mediciones ocasionales en pozos raramente detectan los eventos de producción a medida que ocurren, ya que no describen el comportamiento de la producción, ni siquiera definen una tendencia, debido a que se adquieren con baja periodicidad. Además, se observa, según Nadège Hopman, Sebastián Pérez, Dr

Bruno Pinguet, Paul Guèze, Stanislas Vandenberg, Alain-Michel Bourgeois (2006) que los costos de intervención y la pérdida de ingresos provenientes de la producción asociadas con técnicas de vigilancia periódicas, pueden ser extremadamente altos, de forma inquietante que requiere de un gasto adicional. Una alternativa es realizar las pruebas de pozos mediante medidores multifásico permanentes, que entreguen datos en forma continua, a baja demanda, reduciendo o eliminando en gran medida los costos de intervención para la adquisición de datos.

A su vez, ocurre durante el proceso de extracción de hidrocarburos que pueden existir diferentes eventos críticos, que se clasifican en aquellos, planificados, tales como período inicial de flujo o cierre de un pozo por zona, mientras que otros pueden ser totalmente imprevistos, como lo es la irrupción prematura de gas, agua, interferencias, fluidos de inyección.

En este sentido, según los autores Nadège Hopman, Sebastián Pérez, Dr Bruno Pinguet, Paul Guèze, Stanislas Vandenberg, Alain-Michel Bourgeois (2006) los medidores de flujo multifásico permiten, mediante su tecnología innovadora manejar datos provenientes del pozo de manera continua y estabilizar aquellos eventos críticos que ocurren durante el inicio o cierre del pozo. En función de la importancia de este tipo de avance se afirman que;

“Así como los avances acontecidos en la tecnología de perforación durante la década de 1990 revolucionario la forma en que las compañías de exploración y producción llegan a las reservas de petróleo y gas, la evolución de tecnologías de terminación de pozos habilitará a las compañías a manejar activamente sus yacimientos y campos de producción. Un número cada vez mayor de tipos de medidores registra cada vez más datos en el fondo y superficie del pozo.”

Los medidores de flujo multifásico para las operaciones de campo hoy en día cuentan con una amplia aceptación especialmente en prácticas para los rangos de fracción volumétrica de gas “Gas Volume Fraction” (GVF) desde 0 al 85%. En este

sentido, un antecedente de relevancia de la aplicación de este tipo de tecnología multifásica es el uso en campo Blake, un desarrollo marino ubicado en la región septentrional del Mar Norte. Esta cuenca de hidrocarburos cuenta con seis pozos de productores y dos de inyección de agua, debido a la complejidad de la extracción de muestras de pozo, la empresa que tenía la concesión para su explotación instaló dos medidores multifásico (subsea) bajo el nivel del mar para vigilar rutinariamente los seis pozos productores.

La particularidad que tiene el campo de acción es que proviene de un anillo de petróleo de 30 metros de espesor con una capa de delgada de agua y encima subyace gas, de modo que resulta esencial monitorear la producción debido a que es indispensable evitar la irrupción de agua y/o gas durante la extracción. Los medidores multifásico del fondo se utilizan para retroasignar la producción y evaluar el desempeño del pozo, incluyendo la determinación del corte de agua y la relación gas/ petróleo. Los datos del medidor son transmitidos cada 15 minutos todos los días del año, para convertir este flujo continuo de datos en conocimiento y acción efectiva. En este sentido desde la Ingeniería del Yacimiento, resulta imperativo organizar y manejar los datos y resultados para el procesamiento de los datos que del medidor se arrojan.

Las posibilidades que permite observar el medidor multifásico es que al llevarlo a boca de pozo, en el caso del Campo Blake es que se puede observar de manera directa y en tiempo real la respuesta de producción desde el yacimiento y se utilizar para diagnosticar más precisamente los problemas de producción, pronosticar el desempeño futuro del yacimiento y permitir la optimización de la producción.

Según Afanasyev, Guieze, Pinguet y Theuveny (2009), una producción eficiente de fluidos permite obtener pronósticos precisos respecto no sólo a la potencialidad de la cuenca, sino también a los cambios en temperatura y presión que ocurren durante el proceso de agotamiento del yacimiento. La justificación según los autores en el uso de estos equipos ocurre cada vez con mayor

frecuencia entre los operadores de estas cuencas, debido a que el proceso de separación de fluidos se torna complejo, en la búsqueda del hidrocarburo. Tal es así, que según los autores;

“En instalaciones en las que deben tenerse en cuenta el peso y el espacio o donde los fluidos complejos tornan difícil el proceso de separación de fases, los medidores de flujo multifásico están logrando rápida aceptación como alternativa con respecto a los separadores y las unidades para pruebas tradicionales.” (Afanasyev, Guieze, Pinguet y Theuveny, 2009, p 3).

Los autores, sin embargo, remarcan que, los datos de producción obtenidos mediante medidores multifásicos en línea reviste crucial importancia cuando a los mismos se los analiza como herramienta para detectar el momento a partir del cual ocurre el problema del pozo, tanto en término de separación de fluidos como su vejez, producto del uso del mismo. La propiedad que subyace de estos equipos, según estos exponentes es que, para la medición de los flujos, con tecnología multifásica se requiere de un tiempo de estabilización escaso o nulo, a la vez de que no están afectados por los regímenes de flujos complejos, tal es así que funcionan, de manera continua ante la presencia de producción por baches, espumas o emulsiones del proceso.

Además de la medición de caudales, la separación óptima de los fluidos presentes en los diferentes tipos de yacimientos permite obtener un margen de ganancias mayor a las empresas operadoras, ya que, si realiza una óptima separación de los fluidos presentes en el mismo, se tendrá el mayor provecho económico de los fluidos. En términos generales, el propósito esencial de la presencia de un separador dentro de los yacimientos de petróleo es, separar o liberar la fase deseada completamente de las otras sustancias como sea posible y para esto hay que seleccionar el proceso físico adecuado.

En el diseño de separadores es necesario tomar en cuenta los diferentes estados en que pueden encontrarse los fluidos y el efecto que sobre éstos puedan

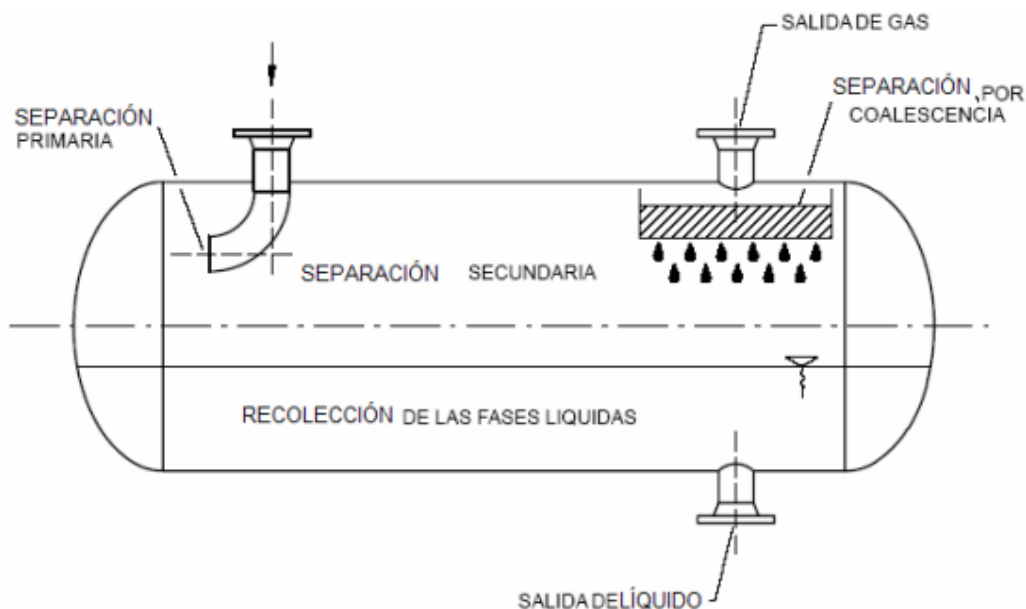
tener las diferentes fuerzas o principios físicos. Los principios fundamentalmente considerados para realizar la separación física de vapor, líquidos o sólidos son: la fuerza de gravedad, la fuerza centrífuga y el choque de partículas o coalescencia. Toda separación puede emplear uno o más de estos principios, pero siempre las fases de los fluidos deben ser inmiscibles y de diferentes densidades para que ocurra la separación.

En la selección particular del proceso de separación se realiza sobre, la separación de gas, petróleo y agua en un solo separador, todos los separadores básicos (vertical y horizontal) pueden ser usados para la separación trifásica, independientemente de la forma. En este caso el agua es la impureza que prevalece en la mezcla y debe ser retirada antes de liberar los productos finales. Se debe evitar la emulsión de agua con alguno de los otros fluidos. Si éste se emulsifica será necesario el uso de químicos, calor u otro método para romperla.

9.3.1 Separador Trifásico

Los separadores trifásicos consisten en recipientes capaces de separar el gas y las dos fases de líquidos inmiscibles. Por lo general resultan muy grandes porque se diseñan para garantizar que ambas fases (petróleo, aguas) salgan completamente libres una de la otra (agua sin petróleo y petróleo sin agua). Estos separadores se emplean para separar el agua que pueda estar presente en el crudo, con lo cual se reduce la carga en el equipo de tratamiento del petróleo y se aumenta la capacidad de transporte en las tuberías. También ayuda a mejorar la precisión de las mediciones de caudales. Los separadores trifásicos pueden ser diseñados para funcionar de forma horizontal, como muestra la siguiente ilustración.

Ilustración 10: Separador Trifásico Horizontal



Fuente: Ingenieros Consultores S.R.L

En el caso particular del separador trifásico horizontal para lograr la separación de la fase líquida (en petróleo y en agua no emulsionada en petróleo), se proporciona al líquido suficiente tiempo de residencia y se deposita en un espacio donde no hay turbulencias. Además de las secciones y dispositivos propios con que se diseñan y construyen los separadores de este tipo, el trifásico presenta las siguientes características y accesorios adicionales.

- Capacidad de líquido suficiente para proporcionar el tiempo de residencia necesaria para que se separe el petróleo y el agua.
- Un sistema de control para la interfase agua y petróleo.
- Dispositivos de descarga independientes para el petróleo y el agua.

En comparación con los separadores bifásicos, esta tecnología según Benítez y Olmedo (2011), implican un adelanto en términos del porcentaje de agua libre que poseen, y la relación gas-petróleo que utiliza.

Ilustración 11: Comparación Separadores Bifásicos y Trifásicos

TIPO DE SEPARADOR	% AGUA LIBRE	RELACIÓN GAS-PETRÓLEO
Bifásico	0 -30	>250
Trifásico	30 -50	100 -250
Free WaterKnockout	> de 50	<100

Fuente: Benítez y Olmedo (2011)

Con relación a los separadores trifásicos verticales y los bifásicos, se tiene la siguiente ventaja en cuanto a los trifásicos horizontales que serán, a su vez los comparables con los medidores multifásico:

- a) Son más baratos que los verticales
- b) Son más sencillos de instalar que los verticales.
- c) Se necesita un diámetro menor que el de los verticales para manejar la misma cantidad de gas
- d) Presentan mayor capacidad para manejar el gas.
- e) Son muy adecuados para manejar aceite con alto contenido de espuma.

A pesar de las ventajas mencionadas, se destacan las siguientes desventajas:

- No son adecuados para manejar flujos de pozos que contiene materiales sólidos como arena o lodo, es difícil limpiar este tipo de separadores.
- El control de nivel de líquido es más crítico que en los separadores verticales.

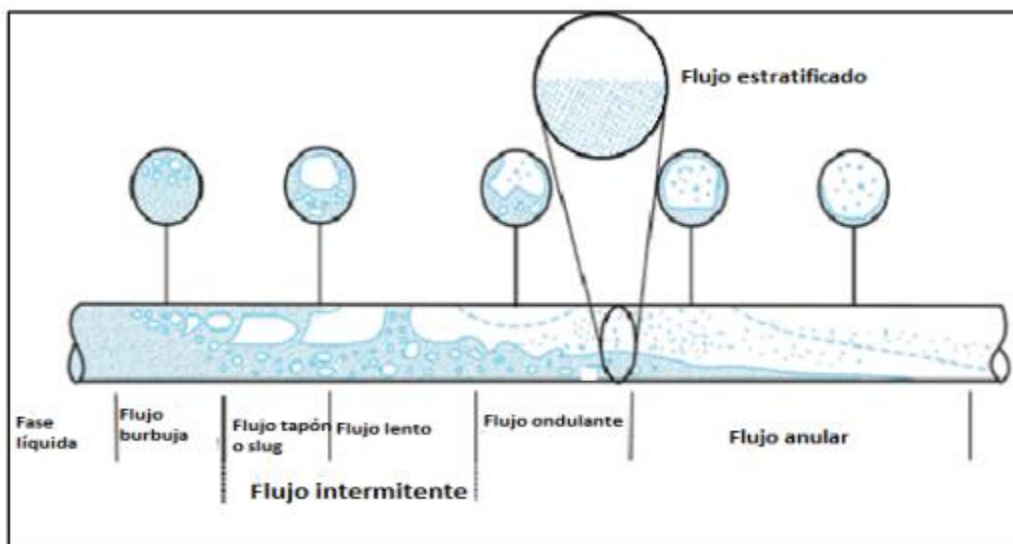
9.3.2 Medidor Multifásico

El contexto sobre el cual se realiza la aplicación de un medidor multifásico, es el entendimiento de que el flujo sale con una energía desde el yacimiento, esta es la presión que tiene y se va liberando a través de las líneas hasta llegar a

superficie, para optimizar esta energía se debe realizar un buen diseño de los equipos del pozo y también analizar el flujo multifásico en ellos. El flujo multifásico se desplaza por la tubería sea horizontalmente o verticalmente en estranguladores, líneas de flujo hasta llegar a separadores y tanque de almacenamiento.

Para la predicción de correlaciones del comportamiento de flujo multifásico a través de los años se ha analizado tanto en dirección vertical como horizontal encontrando que ambos esquemas tienen similitud y que las caídas de presión son unos de los mayores problemas a ser tomados en cuenta, según Beggs (1991). En la siguiente figura se analizan los distintos estadios del proceso de fluencia de petróleo que deberá medir un medidor multifásico.

Ilustración 12: Régimen de Flujos Multifásico



Fuente: Beggs (1991)

Siendo el flujo multifásico en tuberías un problema difícil de modelar, se supone que se tiene para ello un sistema de fluidos, compuesto por gas, petróleo y agua. Se considera que el gas se disuelve en petróleo y que esta solubilidad disminuye al bajar la presión. Para realizar una medición de caudales, reportando

los mismos a condiciones estándares de presión y temperatura, será clave el modelo PVT utilizado (presión, volumen, temperatura)

En los últimos años se ha venido trabajando en el desarrollo de nuevas tecnologías para mediciones de caudales en una mezcla multifásica.

Ventajas de los principales de los medidores multifásico;

- Permiten optimizar la producción debido a monitoreo continuo de flujos
- Mejor precisión de las curvas de declinación de producción permite los cálculos de las reservas con mayor precisión ayudando a la planeación estratégica de explotación del yacimiento
- Reduce los gastos de perforación y completación de los pozos por medio del mejor entendimiento de la interferencia entre los pozos y mejor caracterización de la zona de estimulación
- Incrementa la confianza de la información permitiendo una identificación temprana de los problemas de los pozos

El análisis actual realizado para la medición de fluidos de la cuenca de Vaca Muerta, se realizará sobre el supuesto de que el Well Testing, o medición de los fluidos se realizará sobre unidades móviles. Estas unidades tienen la posibilidad de, brindar el servicio de medición de producción que consiste en determinar los volúmenes de petróleo, gas y agua producidos por un pozo o un grupo de pozos (pad), sin necesidad de sepáralos previamente. Los medidores multifásico pueden proveer un monitoreo eventual o continuo del comportamiento de los pozos y de este modo, permitir una mejor optimización en la producción de los yacimientos. Los medidores multifásicos son medidores en tiempo real de mezclas de flujo de crudo, agua y gas que no requieren separación de fases, son medidores en línea no intrusivos. Algunas características de sobresalientes de los mismos:

- Diseño compacto: Reducción del espacio y peso y sin requisitos de tuberías rectas aguas arriba y aguas abajo
- Fácil de instalar y operar: instalado sin ningún requisito especial para la geometría de tubos agua arriba, calibración en sitio (no obligatoria), bajas pérdida de presión
- Bajo mantenimiento: Mantenimiento estándar para transmisores de presión, diferencial de presión y temperatura
- Campo probado: Campo probado e instalado por las principales empresas petroleras alrededor del mundo
- Alta fiabilidad: Componentes robustos y fiables para la industria

Se cuenta con experiencias exitosas de aplicaciones de medidores multifásicos, en pozos de Vaca Muerta, tanto en pruebas de campo, como así también en instalaciones semi-permanentes. Al final del período de evaluación, la tecnología de medición multifásica demostró ser aplicable para el control de la producción en el entorno desafiante de Vaca Muerta. La performance del mismo no se vio afectada por cambios en las condiciones del proceso. Este trabajo no sólo demostró que la tecnología de medición multifásica es aplicable al control de la producción en reservorios no convencionales, sino que también que puede proporcionar valiosos beneficios debido a su versatilidad operativa.

9.4 Factibilidad Legal

El análisis de la factibilidad legal para utilización y comparación de un proyecto de inversión entre separadores trifásicos y medidores multifásicos, implica encontrar el contexto en el que se realiza la aplicación en la explotación de Vaca Muerta. La búsqueda de esta legalidad compete al entendimiento de si la modificación en la cuenca, que actualmente se encuentra operando con un

separador trifásico implica un desafío en términos legales que le genere algún tipo de impedimentos.

El comienzo del estudio legal, comienza con el dictamen de la Ley de Hidrocarburos Ley# 17.319 del año 1967, que declaró la Soberanía Energética de la República Argentina y el interés público nacional de los recursos del subsuelo. Entre los distintos ítems, de interés de este instrumento legal se destacan, para el caso de la explotación de cuencas o yacimientos de petróleo el artículo 1;

“Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren”. Este artículo da cuenta que, en el caso del primer descubrimiento realizado en Vaca Muerta, en el año 1970, cuando se realizó la primera aproximación al espacio disponible de explotación, el mismo pertenecía al país, siendo este, y particularmente la provincia en que fue encontrado el responsable y benefactor de los ingresos que de allí se generen. Pertenecen a los Estados provinciales los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus territorios, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley 23.968. A su vez, el Decreto Reglamentario #1277/12, de la Ley 26.741, procuraba fijar una política nacional que resguardara el carácter estratégico del petróleo y el gas.

El recorrido legal de Vaca Muerta no sólo implica el entendimiento de los esfuerzos políticos de llevar adelante el proyecto, sino también de comprender que la explotación del mismo, en su carácter no convencional, con la clasificación mencionada anteriormente implicó un adelanto para la economía en general, lo que retraso, además de otros factores la exploración de esta cuenca. La expresión “no convencional” corresponde a una clasificación de hidrocarburos que agrupa a aquellas acumulaciones presentes en el subsuelo, tanto de petróleo como de gas natural, cuya extracción no puede realizarse con técnicas habituales, sino que

requiere procedimientos más complejos y por lo tanto más costosos, entre los que sobresale la fractura hidráulica o fracking.

El conocimiento acerca de la existencia de este tipo de recursos no es nuevo; YPF ya había perforado Vaca Muerta y Los Molles en las décadas de 1960-1970, en oportunidad de los descubrimientos de los yacimientos de Puesto Hernández y Loma La Lata, aunque entonces no existía tecnología ni precios que hicieran viable su extracción. Recién en 2005 comenzó la explotación del shale en Estados Unidos, con la entrada en producción comercial del primer yacimiento no convencional en Texas, por lo que se hicieron los primeros avances propiamente dichos en esta materia que en la actualidad son utilizados.

Frente a la dificultad de obtener el financiamiento necesario para llevar a cabo las actividades, en el año 2013 el Gobierno Nacional emitió los decretos 927 y 929, que contemplan una serie de instrumentos tendientes a atraer inversiones y a satisfacer reclamos que venían solicitando recurrentemente las operadoras del sector. Se trata de estímulos que en ese momento no estaban incluidos en la normativa vigente, para proyectos no inferiores a los 1.000 millones de dólares.

- Luego del quinto año de iniciado el proyecto, derecho a comercializar en el mercado externo el 20% del volumen extraído con una alícuota del 0% de retenciones, o de comercializarlo al mismo precio en el mercado interno si no se hubiese alcanzado el autoabastecimiento en el país.
- Libre disponibilidad del 100% de las divisas provenientes de la exportación

Como se mencionó anteriormente el contexto en el que se desarrolla el descubrimiento de Vaca Muerta, y su inversión inicial implicó un desafío no sólo en términos técnicos, sino que también económicos, y que dado el contexto descripto anteriormente para Argentina, presenta un desafío aún mayor para el gobierno.

Tal es la situación del país, como el reconocimiento de la ventaja que implica el shale, que se extendieron los plazos de las concesiones, por lo que una operadora que presente un proyecto para incursionar en la extracción no convencional podrá ser titular de un área en principio durante 70 años: 25 años más 10 de prórroga de la concesión actual, con los 35 de la concesión no convencional. Más aún, si aprueba las verificaciones, la nueva legislación habilita el otorgamiento de prórrogas por tiempo indefinido. Por otra parte, se elimina el límite al número de concesiones que puede tener una compañía, que en la actualidad es 5, aunque en realidad se está eliminando una condición que en la práctica no se respeta.

En materia de competitividad de las provincias de Argentina, y en este caso particular de Neuquén se tiene que, las regalías se mantienen en la alícuota del 12%, con la posibilidad de aumentar un 3% en la primera prórroga, hasta un tope del 18% para las siguientes extensiones. Inclusive, contempla la posibilidad de reducir en un 25% el monto que deban ingresar en concepto de regalías, dentro de los 3 primeros años de la entrada en vigencia de la nueva legislación. La reducción puede llegar al 50% en el caso de proyectos de recuperación terciaria, petróleo ultra pesados y off shore.

Si bien el desarrollo legal de Vaca Muerta se analizó desde la perspectiva de cómo llevar adelante una actividad de envergadura en dentro de una provincia cumplimentando los requisitos de concesiones y de repartición de ganancias, existe una realidad que escapa a lo legal, pero que tiene sus consecuencias por este ámbito. El territorio proveedor de los recursos ha sido receptor de los impactos. Sintéticamente, resaltan los siguientes aspectos:

- Concentración de la economía en torno a las actividades extractivas: la rentabilidad del negocio petrolero atrae el grueso de las inversiones, restando dinamismo al resto de los sectores productivos. Una de las características de la actividad hidrocarburífera Neuquina es la baja demanda de mano de obra, salvo que se alcance una escala de desarrollo masivo de Vaca Muerta, mientras tanto es el Estado provincial quien cubre gran parte de los requerimientos laborales a

través del empleo público. La declinación de la extracción repercutió en las finanzas públicas neuquinas y convirtió al endeudamiento en una de las variables inherentes al modelo.

- Desequilibrios salariales: las remuneraciones de los petroleros son superiores al promedio que perciben otros trabajadores. Esta circunstancia distorsiona los valores del mercado inmobiliario, así como los precios de los bienes y servicios en general, profundizando situaciones de desigualdad y desequilibrios en la sociedad. De acuerdo con un estudio generado en la Universidad Nacional del Comahue, el 47% de la población neuquina es de clase baja y la brecha entre el ingreso de una familia de clase baja y el de una perteneciente a los estratos superiores puede llegar a 40 veces

- La localidad que se encuentra en el núcleo de la explotación no convencional Añelo, presenta déficit habitacional como una de las características más visibles. El caso de Vaca Muerta introduce la problemática en gran parte atribuible a las expectativas que genera en los jóvenes la posibilidad de ingresar en el mundo del petróleo. El único establecimiento secundario de la ciudad no prepara a los jóvenes para trabajar en la explotación de hidrocarburos por lo que muchos abandonan e intentan conseguir empleo en alguna de las compañías del sector.

- Déficit de servicios e infraestructura urbana: el crecimiento poblacional de Añelo y de las cercanías ha colapsado las instalaciones educativas, sanitarias e inclusive la infraestructura más básica, como las redes de agua, provisión de gas y cloacas, entre otras necesidades.

- Riesgos de accidentes y vulnerabilidad laboral: como contrapartida de las mejores remuneraciones, los empleados petroleros enfrentan el desarraigo y la contingencia de accidentes, tanto en el desarrollo de las operaciones como en las saturadas rutas por las que circulan.

9.5 Factibilidad Ambiental

- Impacto ambiental: en torno a la fractura hidráulica, o fracking, existen múltiples interrogantes, que en determinados países han llevado a prohibirlo. Se trata de una técnica en la que se perfora en vertical y después en horizontal; se inyecta agua con arena y una serie de aditivos químicos a gran presión. Este procedimiento fractura la roca y hace que el hidrocarburo se libere y ascienda a la superficie a través del pozo; el proceso se repite a lo largo de la veta de la roca. Las críticas apuntan principalmente al uso intensivo de grandes volúmenes de agua y al peligro de contaminación de acuíferos o napas que atraviesan los pozos o al riesgo de que se produzcan sismos. Se trata de un tema que merece un estudio más profundo, especializado, que tienda a resguardar el territorio.

- Por otra parte, hay zonas especialmente vulnerables que no son debidamente resguardadas. Hay concesiones de la empresa que se superponen con áreas protegidas, otras se pueden extender sobre tierras de uso agrícola, interfiriendo con la actividad de los productores de la zona

- En el caso particular de los medidores multifásicos, la gran mayoría utiliza fuentes radiactivas de baja actividad. El manejo de las mismas no es desconocido en la industria del petróleo. En nuestro país hay que respetar las regulaciones de ARN (Autoridad Regulatoria Nuclear - <https://www.argentina.gob.ar/arn>)

9.6 Factibilidad Comercial

En el desarrollo del análisis de factibilidad comercial, para la aplicación de medidores multifásicos sobre la utilización de separadores trifásicos, se examinarán los siguientes aspectos:

- Análisis de los consumidores y condiciones del mercado, actual y proyectada.

- Competidores, sus ofertas de servicios
- Capacidades de la empresa testigo de comercialización del servicio de medidores multifásicos.
- Proveedores, oferta, disponibilidad de medidores multifásicos vs separadores trifásicos
- Análisis de la situación macroeconómica

9.6.1 Consumidores, mercado actual y proyectado

El análisis del consumidor tiene por objeto caracterizar a los consumidores actuales y potenciales, identificando sus preferencias, hábitos de consumo, motivaciones, etc. Esta caracterización es el dato clave para terminar de definir el producto y la estrategia de comercialización.

Debe analizarse la demanda presente y la futura, y las variables relevantes para su estimación, tales como población objetivo, niveles de ingreso esperado, y bienes complementarios o sustitutos que ya existan o estén por entrar al mercado. En algunos casos, será relevante conocer, no solo el mercado local, sino el regional, nacional o incluso el internacional.

Los consumidores de servicios de Well Testing, son las empresas operadoras con presencia en Vaca Muerta. Además de las empresas privadas, un promotor clave de dicha actividad es el gobierno provincial, con interés en mantener una actividad estable y saludable que asegure sus ingresos de regalías, por lo tanto, se analizará su rol.

En la siguiente lista se nombran las empresas operadoras que tienen participación en el desarrollo de Vaca Muerta.

Ilustración 13: Empresas con participación en Vaca Muerta

Principales yacimientos	Empresas
Aguada Federal	GyP/ Wintershall
Aguada Pichana Este	TPF/ Total/ Wintershall
Aguada Pichana Oeste, Aguada de Castro	YPF/ PAE/ Total
Bajada del Añelo	YPF/ Shell
Bajo del Toro	YPF/ Statoil
Bandurria Centro	PAE/YPF
Bandurria Norte	Wintershall
Bandurria Sur	YPF/ Schlumberger
Centenario Este	Pluspetrol
Coirón Amargo Sur Este	PAE/ Madalena
Cruz de Lorena	GyP/ Shell
El Orejano	YPF/ Dow
Fortín de Piedra	Tecpetrol
La Amarga Chica	YPF/ Petronas
La Calera	Pluspetrol
La Escalonada/ Rincón de la Ceniza	GyP /Total/ Shell
La invernada/ Bajo del Choque	GyP/ Exxon
Loma Campana	YPF/Chevron
Los Toldos	GyP/ Tecpetrol/ Exxon
Pampa de la Yegua	YPF/ Exxon
Río Neuquén	YPF/ Pampa Energía/ Petrobras
Sierras Blancas	GyP/ Shell/ Medanito

Fuente: Secretaría de Planeamiento de la Nación (2019)

Analizando información actualizada a septiembre 2019 (*fuentes energías*, suplemento especializado del diario Río Negro www.rionegro.com.ar/ranking-vaca-muerta-cuales-son-las-principales-petroleras-1113227/)

La formación de Vaca Muerta cuenta con 36 concesiones no convencionales otorgadas y 18 permisos de exploración no convencionales. Con una superficie total de 30.000 kilómetros cuadrados, los 8.501 kilómetros cuadrados que están

en manos de las operadoras para su explotación por 35 años representan sólo el 28,33% de su potencial

Entre las empresas que participan de la perforación de la roca generadora, la mitad son firmas extranjeras y entre ellas se encuentran algunas de las que poseen la mayor cantidad de áreas y superficie a explotar.

Ilustración 14: Principales operadoras en Vaca Muerta

YPF <input checked="" type="checkbox"/> 23 áreas y permisos <input checked="" type="checkbox"/> 16 áreas operadas <input checked="" type="checkbox"/> 18 equipos activos <input checked="" type="checkbox"/> 2050 millones US\$ Inversión 2019 <input checked="" type="checkbox"/> Produce petróleo 61.758 Bpd <input checked="" type="checkbox"/> Produce gas 9,65 Mm3/d <input checked="" type="checkbox"/> 3.943,3 km ² Super.	Pan American ENERGY <input checked="" type="checkbox"/> 8 áreas y permisos <input checked="" type="checkbox"/> 6 áreas operadas <input checked="" type="checkbox"/> 3 equipos activos <input checked="" type="checkbox"/> 350 millones US\$ Inversión 2019 <input checked="" type="checkbox"/> Produce petróleo 4.117 Bpd <input checked="" type="checkbox"/> Produce gas 1,9 Mm3/d <input checked="" type="checkbox"/> 1747 km ² Super.	TOTAL <input checked="" type="checkbox"/> 8 áreas y permisos <input checked="" type="checkbox"/> 5 áreas operadas <input checked="" type="checkbox"/> 2 equipos activos <input checked="" type="checkbox"/> Produce petróleo 1.652 Bpd <input checked="" type="checkbox"/> Produce gas 5.04 Mm3/d <input checked="" type="checkbox"/> 1500 km ² Super.	Tecpetrol <input checked="" type="checkbox"/> 4 áreas y permisos <input checked="" type="checkbox"/> 4 áreas operadas <input checked="" type="checkbox"/> 2 equipos activos <input checked="" type="checkbox"/> Produce petróleo 4.546 Bpd <input checked="" type="checkbox"/> Produce gas 15,49 Mm3/d <input checked="" type="checkbox"/> 547,5 km ² Super.	Shell <input checked="" type="checkbox"/> 6 áreas y permisos <input checked="" type="checkbox"/> 4 áreas operadas <input checked="" type="checkbox"/> 2 equipos activos <input checked="" type="checkbox"/> Produce petróleo 6.353 Bpd <input checked="" type="checkbox"/> Produce gas 0,19 Mm3/d <input checked="" type="checkbox"/> 596 km ² Super.	VISTA OIL & GAS <input checked="" type="checkbox"/> 3 áreas y permisos <input checked="" type="checkbox"/> 2 áreas operadas <input checked="" type="checkbox"/> 1 equipos activos <input checked="" type="checkbox"/> 250 millones US\$ Inversión 2019 <input checked="" type="checkbox"/> Produce petróleo 43,19 Bpd <input checked="" type="checkbox"/> Produce gas 0,78 Mm3/d <input checked="" type="checkbox"/> 542,2 km ² Super.	ExxonMobil <input checked="" type="checkbox"/> 7 áreas y permisos <input checked="" type="checkbox"/> 5 áreas operadas <input checked="" type="checkbox"/> 2 equipos activos <input checked="" type="checkbox"/> Produce petróleo 1.696 Bpd <input checked="" type="checkbox"/> Produce gas 1,56 Mm3/d <input checked="" type="checkbox"/> 1.284 km ² Super.
--	---	--	--	---	---	--

Fuente: Secretaría de Planeamiento de la Nación (2019)

En este ítem el líder es YPF con 23 áreas y permisos concesionados sobre la formación no convencional, de los cuales opera 16, implicando en conjunto más de un 3.900 kilómetro cuadrado del área concesionada de Vaca Muerta.

La segunda firma en peso territorial es la argentina Pan American Energy (PAE) con 8 áreas por 1.747 kilómetros cuadrados. Le sigue la francesa Total Austral con casi 1.500 kilómetros cuadrados en las 8 concesiones que posee.

La norteamericana ExxonMobil es la cuarta operadora en extensión territorial con 5 áreas por 1.007 kilómetros cuadrados, en tanto que la provincial Gas y Petróleo del Neuquén (GyP) tiene una superficie superlativa pero opera en asociación con otras firmas.

YPF, la petrolera de mayoría estatal, es la operadora con la mayor cantidad de equipos de perforación y también por el volumen de inversión inyectada. La firma es la principal productora de petróleo de Vaca Muerta con 61.758 barriles diarios en promedio al mes de julio.

En el segundo puesto en producción de petróleo, con operación propia, se encuentra la angloholandesa Shell que en julio alcanzó una producción de 6.353 barriles diarios en las cuatro áreas que opera sobre Vaca Muerta.

El tercer puesto en la producción correspondió a Tecpetrol que alcanzó 4.546 barriles de petróleo por día en las cuatro áreas que posee y opera sobre la formación no convencional.

El escalón siguiente fue ocupado por Vista Oil&Gas que registró en julio un promedio de 4.319 barriles por día en las 2 áreas que opera en Vaca Muerta, muy cerca de lo registrado por Pan American Energy (PAE) que con seis áreas en operación obtuvo un promedio de 4.117 barriles por día.

ExxonMobil se ubicó en el sexto lugar con 1.696 barriles diarios en sus cinco áreas, seguido luego por Pluspetrol y Wintershall DEA con menos de 400 barriles por día.

En tanto que en lo que hace a la producción de gas, el gran potencial de Vaca Muerta, la firma que lidera por varios cuerpos es Tecpetrol con un promedio diario de 15,49 millones de metros cúbicos registrados en julio.

El segundo puesto correspondió a YPF con 9,65 millones de metros cúbicos de gas por día, y el tercer lugar quedó en manos de Total Austral con 5,04 millones de metros cúbicos por día.

En julio la producción de gas de Vaca Muerta alcanzó el récord de 36 millones de metros cúbicos diarios dado que también sumó 1,9 millones de metros cúbicos diarios de PAE y 1,56 de ExxonMobil.

En la actividad en Vaca Muerta se inscriben otras firmas como la alemana Wintershall DEA, las locales Pluspetrol, Capex, Pampa Energía y Selva María Oil; y las extranjeras Petrolera El Trébol (Phoenix Global Resources) y Madalena Energy. Pero también en participaciones sin operación se destacan Chevron, Petronas, Schlumberger, Dow y la noruega Equinor.

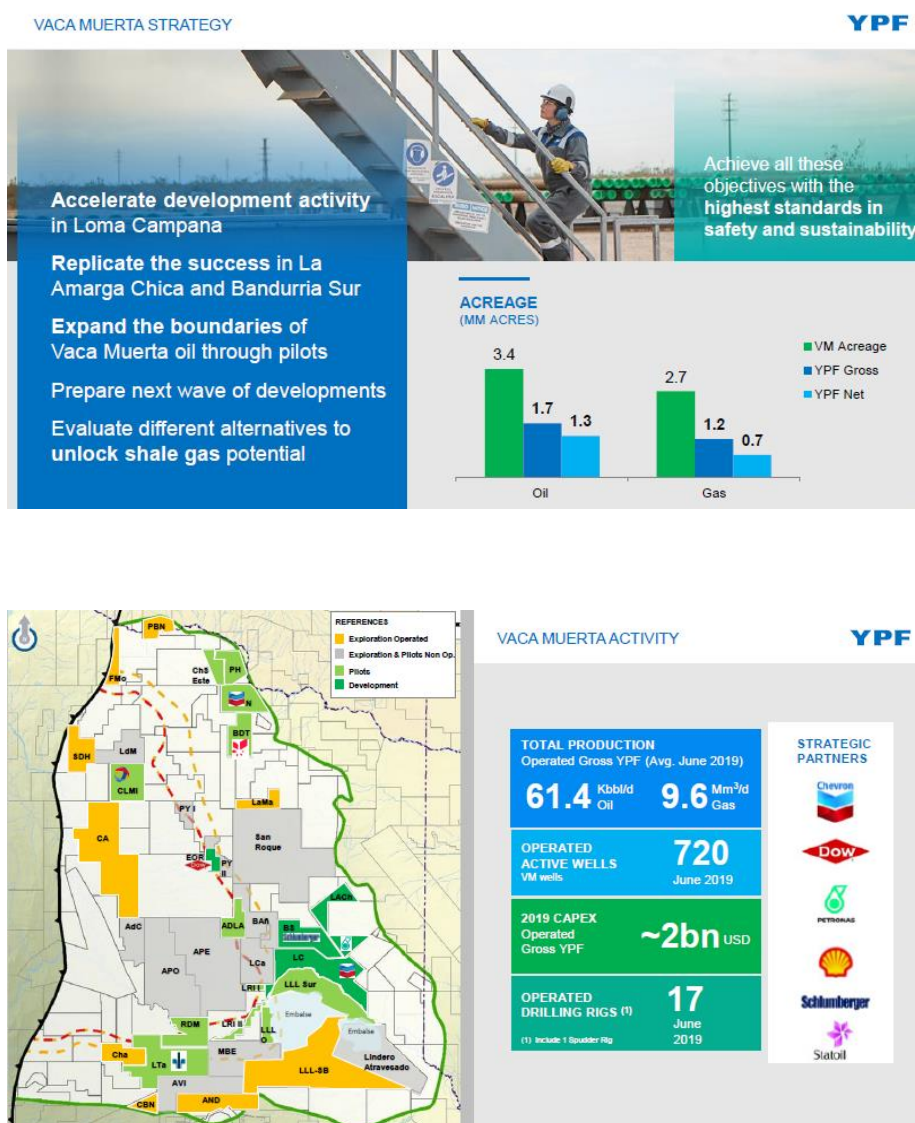
Para graficar la incidencia de algunas de estas compañías se puede citar el ejemplo de Chevron. Si el eje de análisis fuera la porción de Vaca Muerta no operada, la compañía que ocuparía el segundo puesto en el ranking petrolero sería la norteamericana que, por tener el 50% de la participación del principal activo de YPF, es dueña de 30.879 barriles día.

El 2019 ya despertaba cierta incertidumbre por ser un año electoral, pero nadie del sector imaginaba que el año iba a cerrarse con un mercado local fuertemente intervenido. Si bien en estos últimos años el libre mercado no fue 100% real -el Estado intervino en los precios con YPF- el Decreto 566 terminó de desgranar aquella idea que defendieron desde el oficialismo.

Siendo YPF la operadora de mayor relevancia en Argentina, la que comenzó el desarrollo de Vaca Muerta y la que lidera el nivel de actividad en la formación, se analizara en más detalle sus estrategias y nivel de actividad, con el objetivo de inferir las posibles proyecciones de Mercado

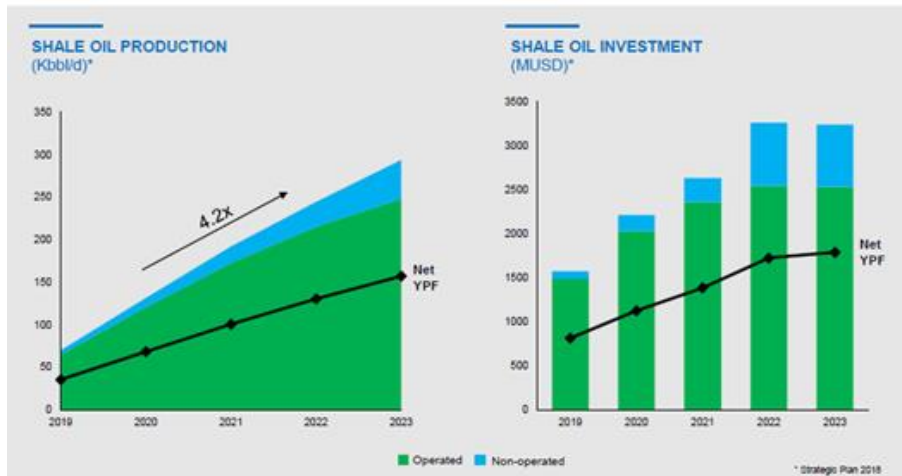
Si se analiza la presencia actual y su producción, sumado al crecimiento en áreas de explotación y proyecciones de producción para los próximos años, YPF claramente demuestra su intención de seguir apostando a Vaca Muerta

Ilustración 15: Presencia y producción YPF en Vaca Muerta



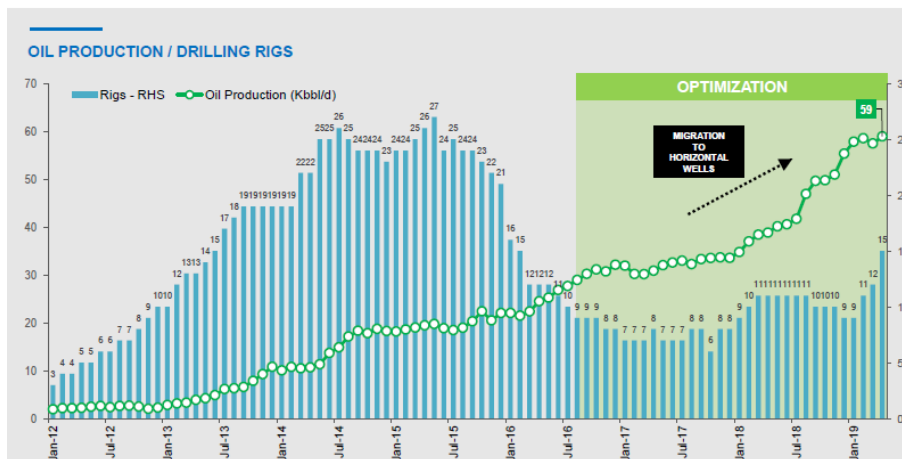
SHALE OIL AS OUR MAIN GROWTH DRIVER

YPF



VACA MUERTA LEARNING CURVE

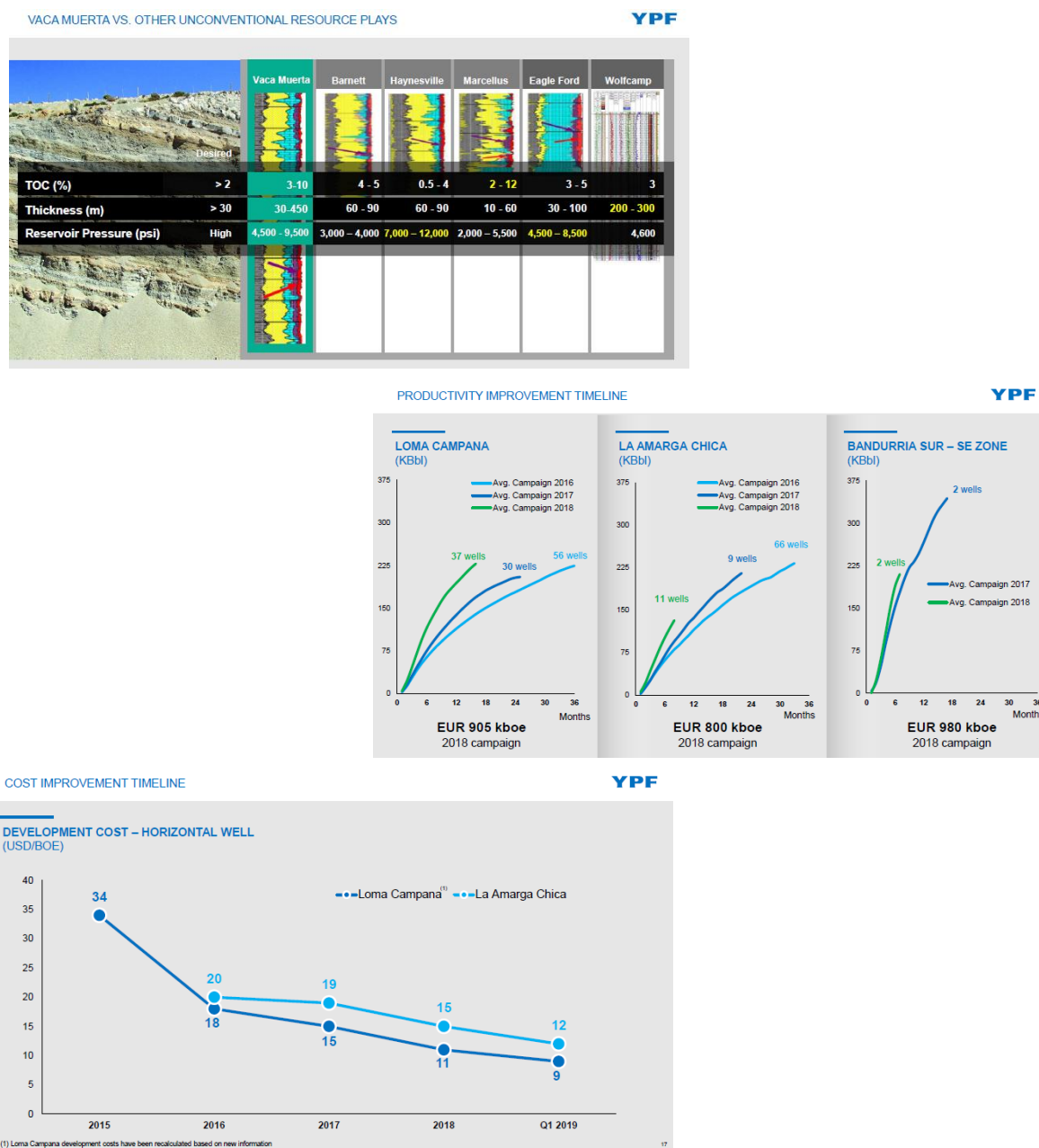
YPF



Fuente: YPF Field trip VM 2019

Si se analiza el potencial demostrado de la roca madre, las mejoras de productividad alcanzadas en los últimos desarrollos y la eficiencia en costos, se encuentra información y resultados objetivos que respalda los planes de YPF de apostar al desarrollo No convencional.

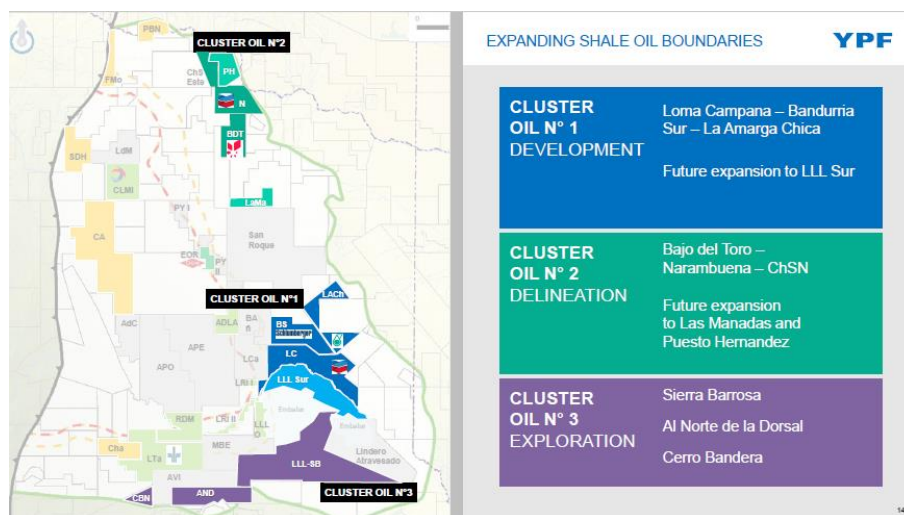
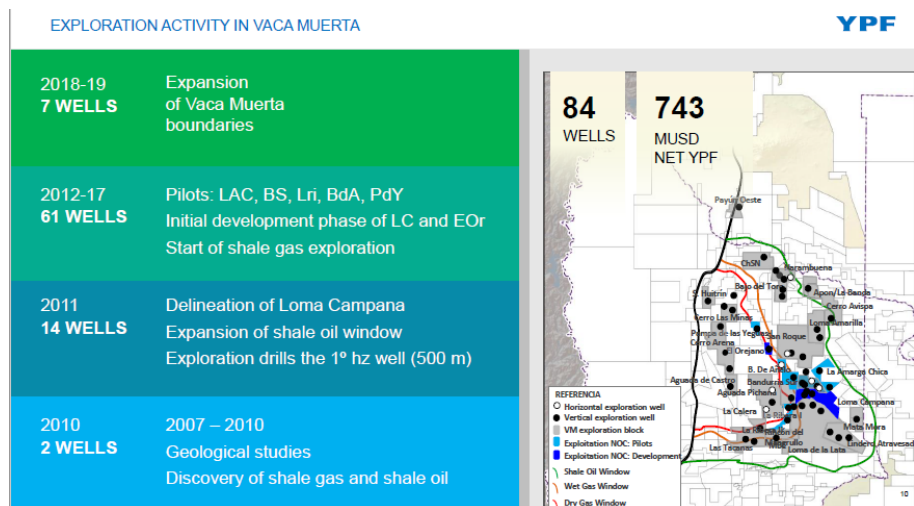
Ilustración 16: Potencial y eficiencia YPF en Vaca Muerta



Fuente: YPF Field trip VM 2019

Se cuenta con proyectos actuales y planes a futuro para continuar con la exploración y expansión de las zonas en producción de Vaca Muerta, lo cual da sustento a planes de desarrollo para el mediano y largo plazo proyección de producción, exploración

Ilustración 17: Exploración y expansión YPF en Vaca Muerta

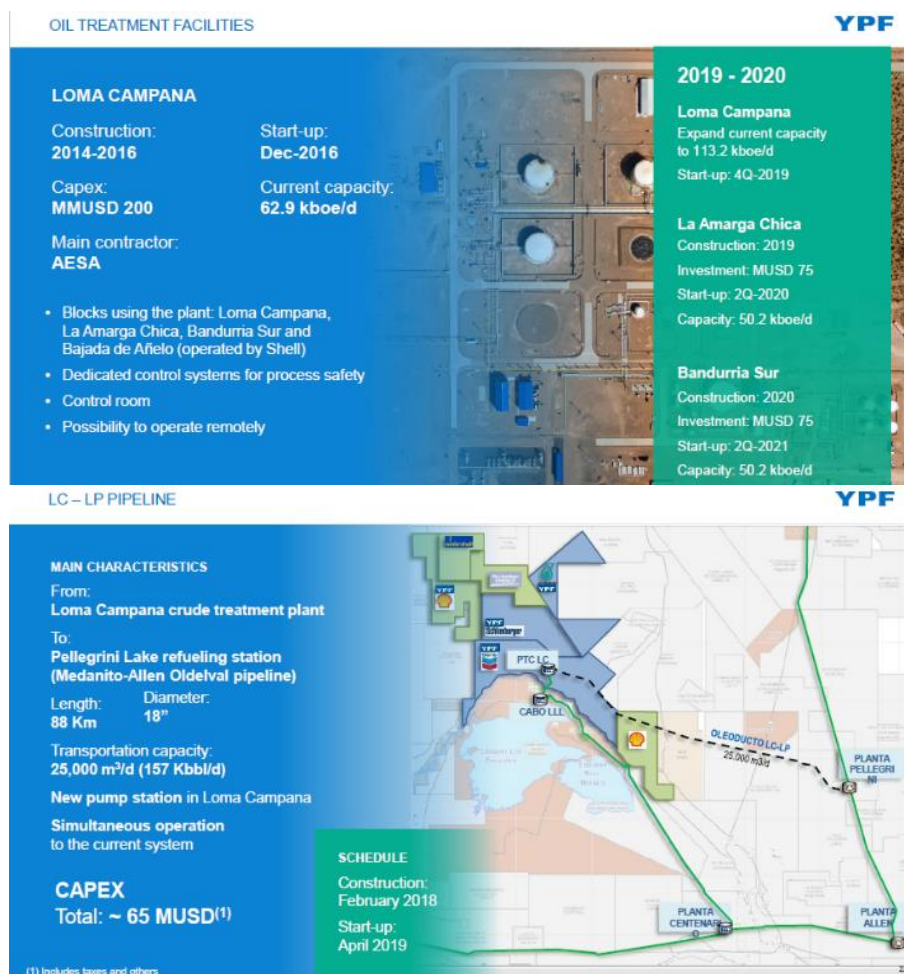


Fuente: YPF Field trip VM 2019

Por último, analizando las inversiones e infraestructura necesarias, YPF ha materializado importantes obras en los últimos años, necesarias para el desarrollo actual y futuro en Vaca Muerta. Con el aumento de la producción será necesario ampliaciones de capacidad.

Ilustración 18: Infraestructura e inversiones YPF en Vaca Muerta



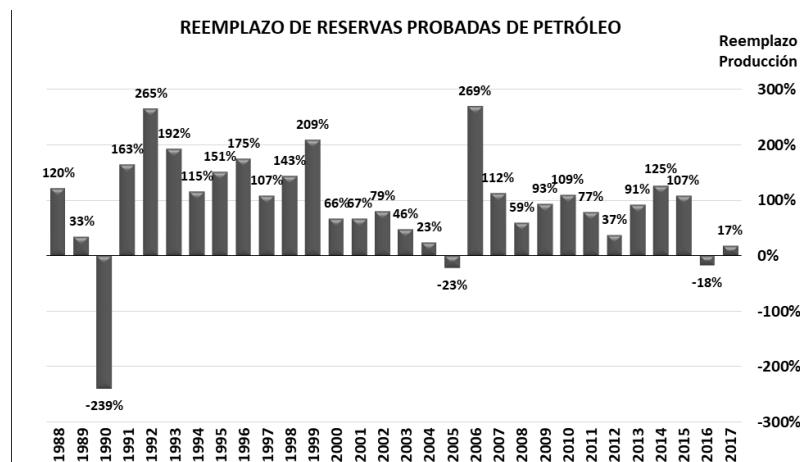
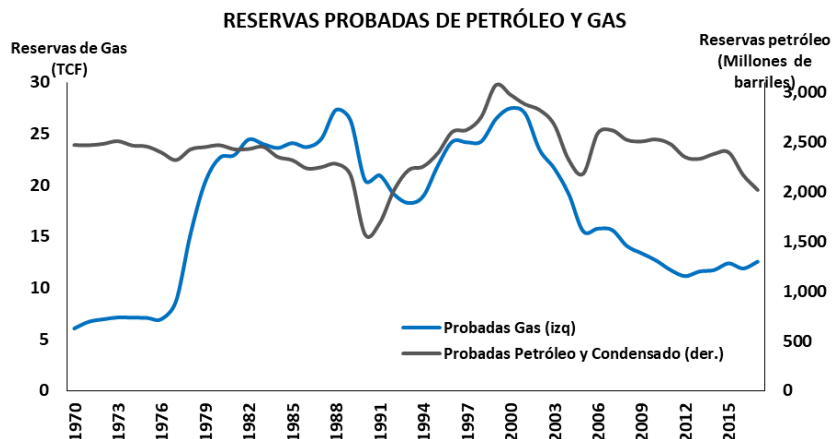


Fuente: YPF Field trip VM 2019

Analizar las proyecciones de mercado desde la óptica de la operadora más importante del país es un paso necesario, para complementar el mismo, se agrega la perspectiva de uno de los consultores más especializado en el mercado energético, Daniel Gerold, tomando su material presentado en la SPE abril 2019, futuro del Upstream en la Argentina

Se observa en el 2017, un incremento en el reemplazo de reservas probadas tanto de gas como de petróleo, según los describe Gerold, esto es posiblemente una de las mejores noticias en décadas.

Ilustración 19: Reemplazo de reservas





Fuente: Daniel Gerold,,SPE abril 2019, futuro del Upstream en la Argentina

Tomando información del ministerio de gobierno, el fuerte crecimiento de las reservas de petróleo y gas natural se mantuvo durante el 2018, donde las reservas comprobadas de petróleo crecieron 18,45%, mientras que las de gas natural se incrementaron 4,53% respecto del año anterior. La fuerte expansión se explica por el aporte de las reservas no convencionales.

Las reservas comprobadas de gas natural al 31 de diciembre de 2018 fueron 371.566 millones de metros cúbicos (MMm3), lo que implica un crecimiento interanual del 4,53%. En el caso del petróleo, las reservas comprobadas alcanzaron los 2.389 millones de barriles, creciendo 18,45% en relación al año anterior, según datos de la Secretaría de Gobierno de Energía sobre la base de las declaraciones juradas de las compañías operadoras.

Las reservas son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos que se anticipa que podrán ser técnica y comercialmente recuperadas bajo las condiciones imperantes a la fecha de la estimación. Los datos dan cuenta de la

continuidad en el crecimiento de las reservas comprobadas de gas natural y de una notable recuperación de las reservas comprobadas de petróleo.

El valor máximo histórico de reservas comprobadas de gas se registró en el año 2000, mientras que en el caso del petróleo fue alcanzado en el año 1999. Desde entonces, las reservas presentaron una disminución sostenida hasta encontrar sus niveles más bajos en los años 2012 y 2017, respectivamente.

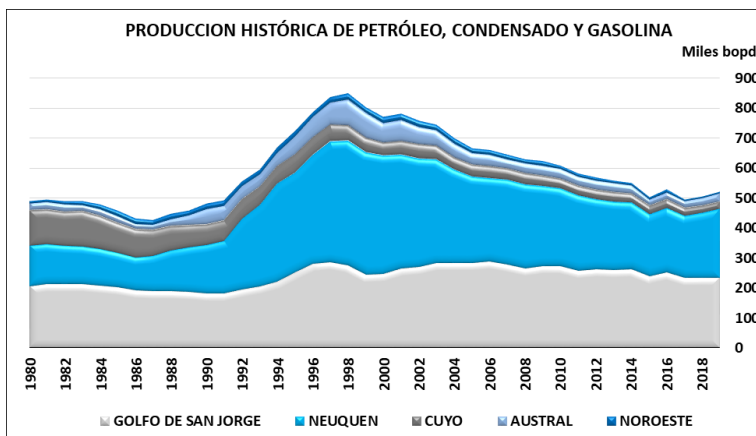
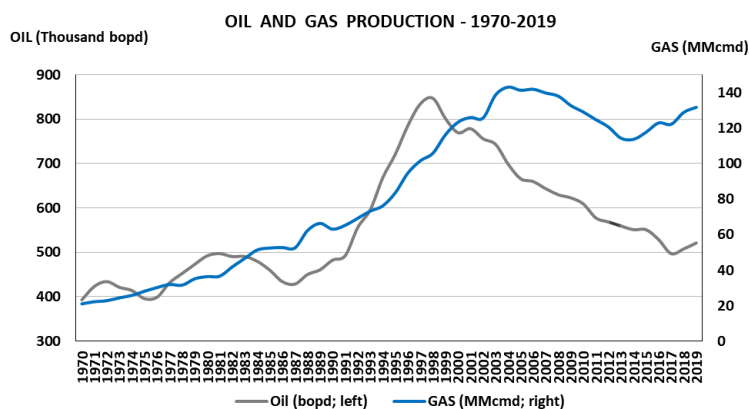
El nuevo incremento de las reservas se explica principalmente por los hidrocarburos de formaciones no convencionales, cuyas reservas comprobadas crecieron 32,8% en gas y 191,9% en petróleo.

En julio de 2019 la producción de petróleo alcanzó los 505 mil barriles diarios, creciendo 4,4% respecto del mismo mes del año anterior. Por su parte, la producción de gas natural alcanzó los 144 millones de metros cúbicos diarios, 9,3% por encima de julio de 2018, impulsada por la producción de shale gas.

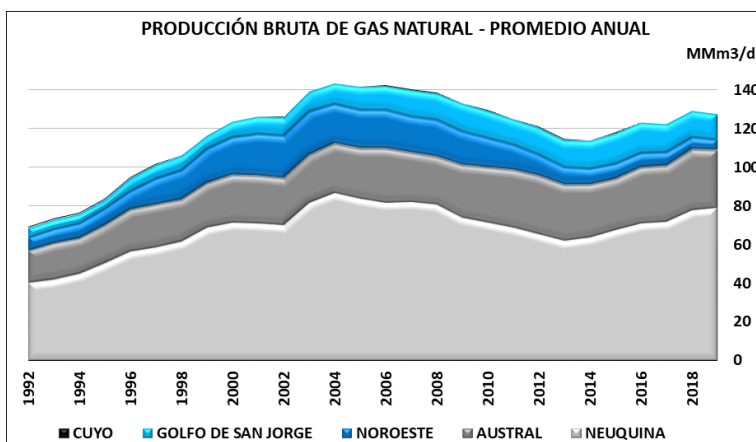
La síntesis y los datos de la evolución de las reservas de hidrocarburos pueden encontrarse en <http://datos.minem.gob.ar/dataset/reservas-de-petroleo-y-gas>

Se observa un punto de inflexión en la caída de producción seguida de incremento de la misma.

Ilustración 20: Producción de Petróleo y Gas de Argentina



**+2.1% en petróleo,
condensado y
gasolina en
yacimientos**

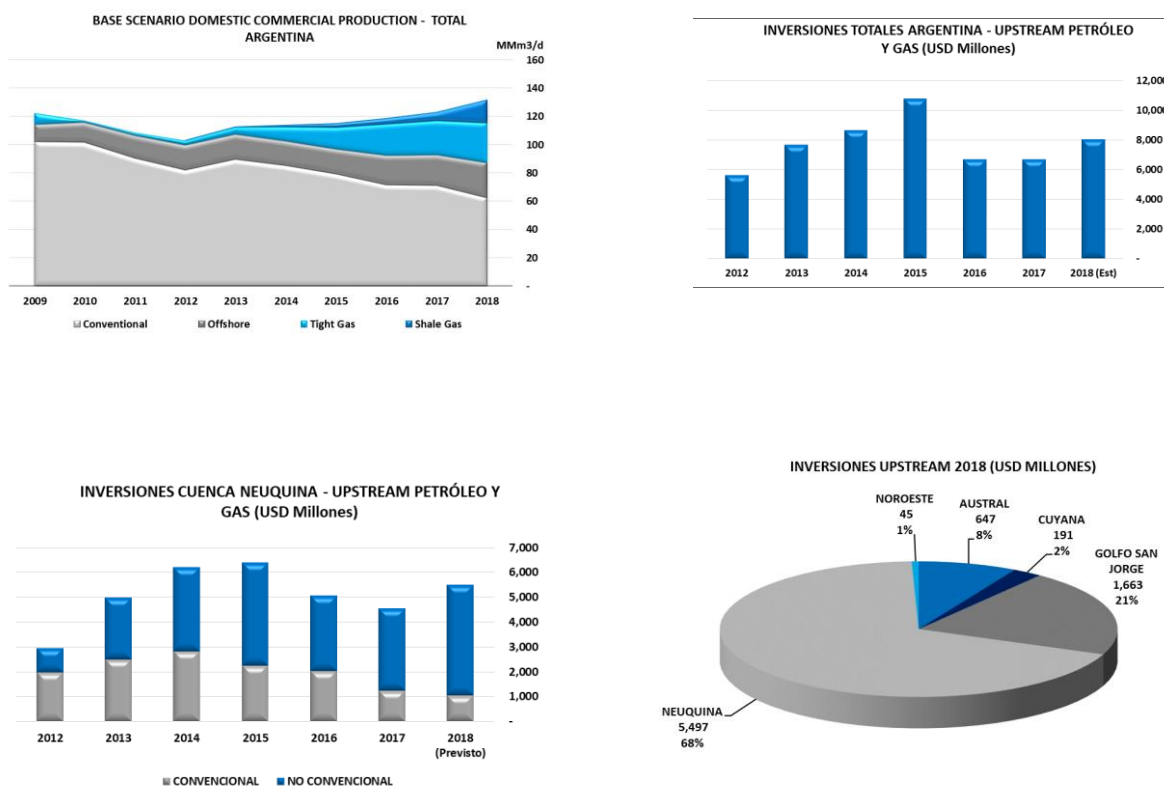


**+5.5% en producción
bruta de gas natural
durante 2018**

Fuente: Daniel Gerold,,SPE abril 2019, futuro del Upstream en la Argentina

En clara relación con el objeto de estudio de la presente tesina, se observa un crecimiento de la producción no convencional (Vaca Muerta) y fuerte tendencia de las inversiones hacia el No Convencional

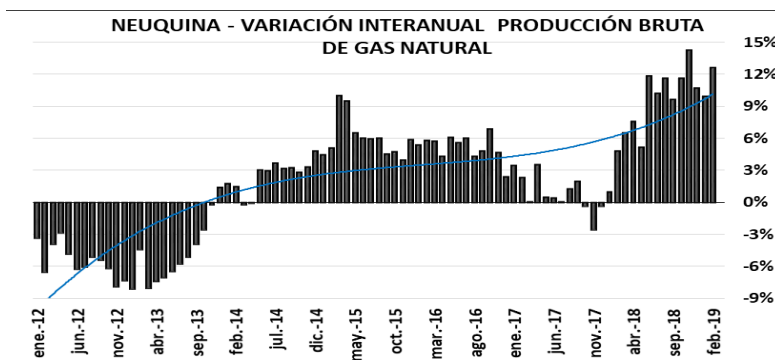
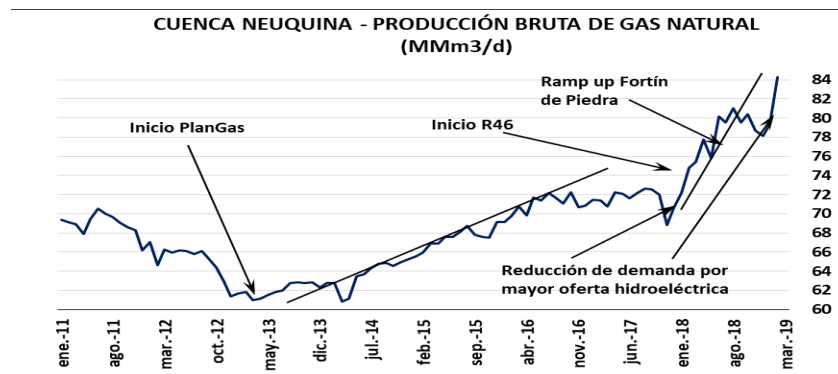
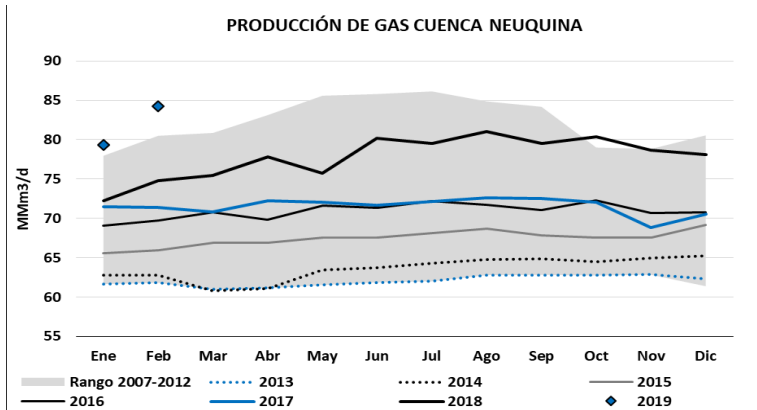
Ilustración 21: Producción e Inversiones No Convencional



Fuente: Daniel Gerold,,SPE abril 2019, futuro del Upstream en la Argentina

Analizando la cuenca neuquina, posibilidades importantes en tight y shale gas sujetas a demanda de gas

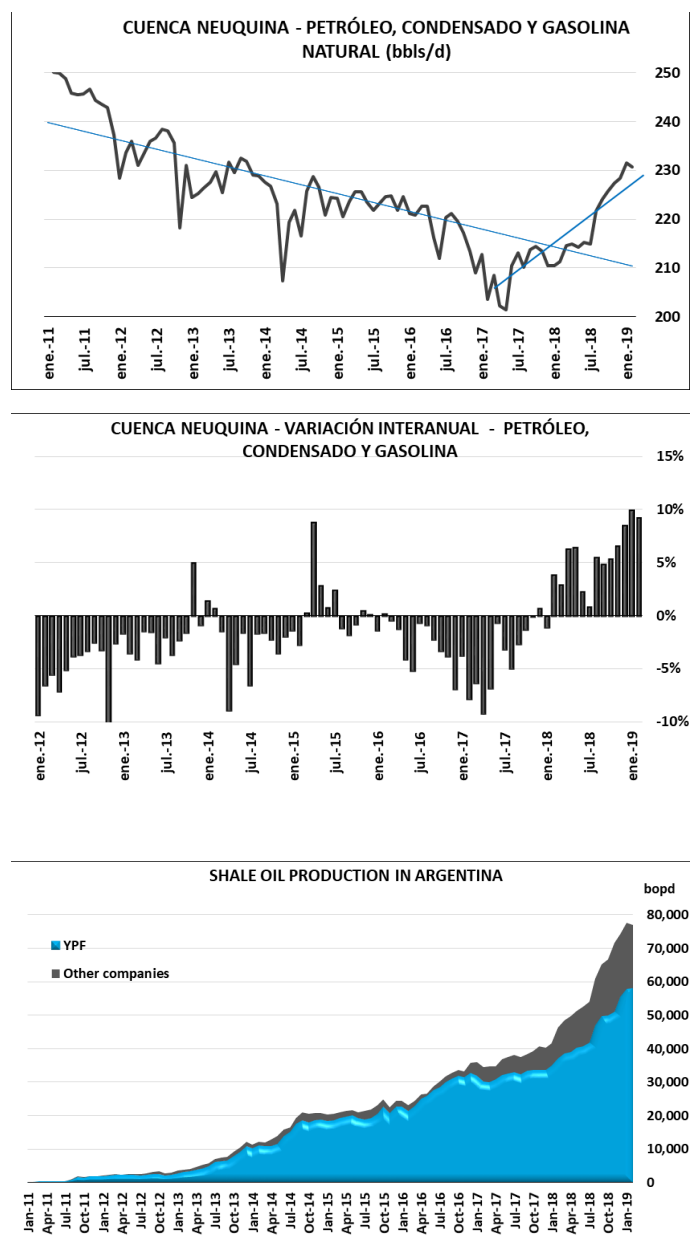
Ilustración 22: Producción de gas cuenca Neuquina



Fuente: Daniel Gerold,,SPE abril 2019, futuro del Upstream en la Argentina

Analizando la cuenca neuquina, encontramos un aumento de su producción, además de indicaciones de mejora en la productividad, se puede avizorar el potencial para continuar con desarrollos de shale oil

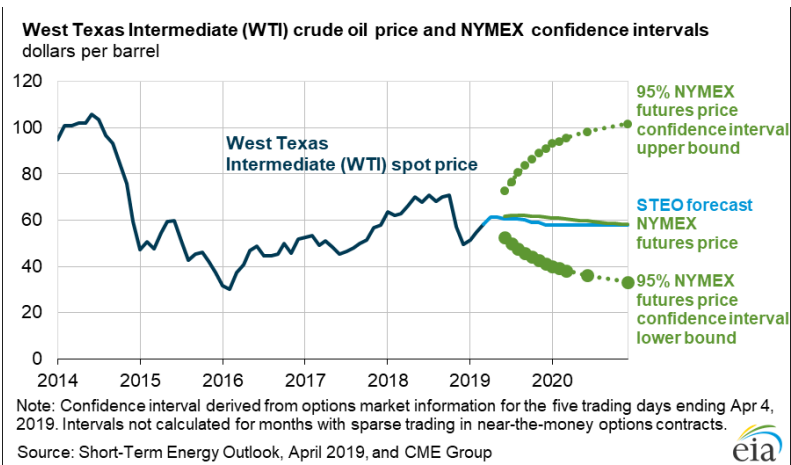
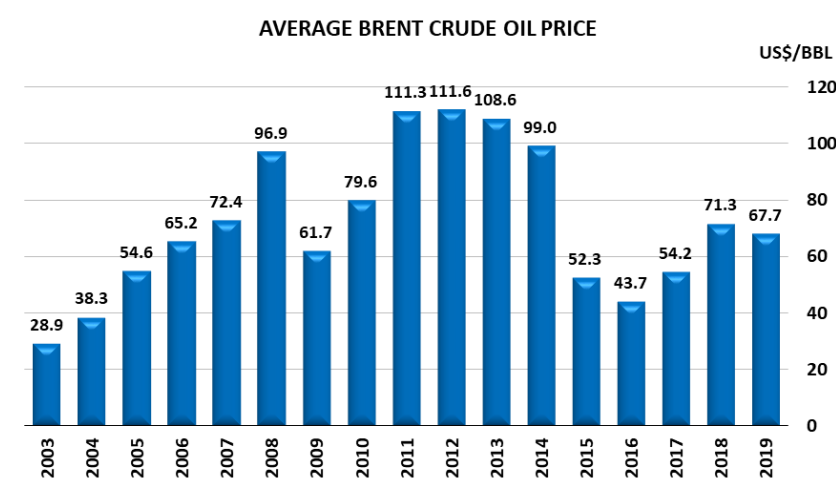
Ilustración 23: Producción de petróleo cuenca Neuquina



Fuente: Daniel Gerold,,SPE abril 2019, futuro del Upstream en la Argentina

Todo desarrollo de hidrocarburo está directamente ligado a los ingresos que genere, analizando el precio internacional del petróleo, el mismo se ha sostenido por encima de los 50 USD/BBL en los últimos 3 años

Ilustración 24: Precio del petróleo



Fuente: Daniel Gerold,,SPE abril 2019, futuro del Upstream en la Argentina

Citando las conclusiones del Ing. Daniel Gerold, de su trabajo futuro del Upstream en la Argentina

- Argentina cuenta con importantes recursos de petróleo y gas,
- La restricción más relevante para un desarrollo sostenido de Vaca Muerta no es técnica y de capacidad profesional, la restricción más relevante es el acceso al Capital
- Se requieren algunas leyes de consenso para maximizar el potencial de vaca muera, promover la exportación de petróleo y gas, mayor competitividad impositiva , facilitar la cesión y venta de concesiones para adecuar el costo fiscal, reglamentación de la conflictividad sindical con premios a la productividad, fondo Compensador Impositivo de Combustibles (para garantizar la vinculación a precios de mercado internacional) y licitación internacional de beneficios fiscales para la industrialización agresiva de gas natural

Agregando una última arista de análisis, para entender las posibles proyecciones del mercado, desde una perspectiva que no esté directamente interesada en el desarrollo del sector, se examina datos que surgen del proceso “Hacia una Visión Compartida de la Transición Energética Argentina al 2050” (<https://www.argentina.gob.ar/noticias/se-presentaron-los-resultados-del-proceso-hacia-una-vision-compartida-de-la-transicion>)

Analizando el documento, que muestra los resultados del proceso “Hacia una Visión Compartida de la Transición Energética Argentina al 2050” fruto de más de un año de diálogo y debate sobre la transición del sector energético argentino con vistas a 2050

La iniciativa “Hacia una Visión Compartida de la Transición Energética Argentina al 2050”, fue convocada por la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación en alianza con la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina y con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), culminó su proceso de diálogo 2018 - 2019 con la entrega de un documento que recoge los consensos alcanzados durante el proceso.

Este hito fue alcanzado a instancias de un Comité Ejecutivo que funciona desde hace 8 años y lidera de manera ininterrumpida la realización de los Escenarios Energéticos, los últimos de ellos con la participación del gobierno argentino.

Durante la reunión, el Comité Ejecutivo de la Plataforma Escenarios Energéticos, conformado por el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética de la UBA (CEARE), el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), Fundación Avina y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, entregó el documento al Secretario de Gobierno de Energía de la Nación, Gustavo Lopetegui, junto a representantes de las 23 instituciones que participaron del proceso de diálogo sobre la Transición Energética Argentina.

Este proceso se desarrolló entre junio de 2018 y abril de 2019. Representantes de instituciones de la producción, transporte y distribución de energía, de grandes consumidores, de consumidores residenciales, del sector del trabajo, de instituciones socio-ambientales y del sector académico, conformaron un Consejo Consultivo que analizó, debatió y reflexionó sobre los pilares, objetivos y metas de la transición energética Argentina al 2050.

El fruto de este proceso, que sigue la dinámica de planeamiento energético participativo, es un insumo fundamental para la construcción de la Estrategia de Largo Plazo que Argentina se ha comprometido a presentar en los términos del Acuerdo de París. Se espera que los resultados del ejercicio sean revisados periódicamente, adecuando los objetivos de largo plazo a los avances, desafíos e

innovaciones que atravesase el sector en el marco de las transiciones energéticas globales.

En el documento, el Comité Ejecutivo sugiere “una revisión cada 5 años como proponen los participantes de este proceso de diálogo sobre la transición energética argentina al 2050 que permita reducir esas grandes brechas de incertidumbre, incorporando las nuevas oportunidades tecnológicas y evitando comprometer futuras inversiones en soluciones que pueden quedar obsoletas en el corto plazo”.

Ramiro Fernández, de Fundación Avina, destacó, en representación del Comité Ejecutivo, que “a partir de hoy, sostener este espacio de diálogo y los resultados alcanzados en este proceso pasa a ser responsabilidad de todos los actores involucrados”.

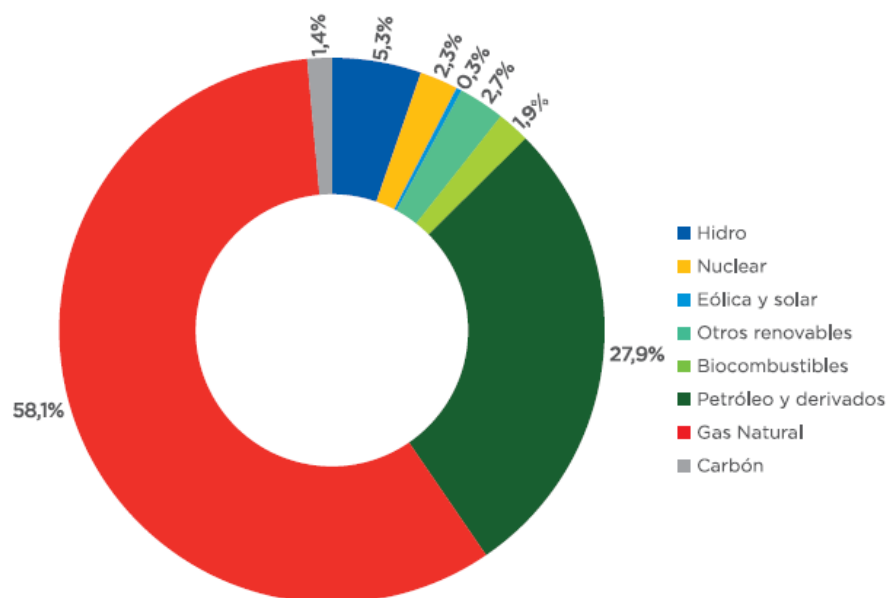
Lopetegui agradeció la contribución de las instituciones que participaron de la construcción de consensos y destacó que “este trabajo es fruto del diálogo entre diferentes actores del sector energético con un objetivo común: sumar más energía disponible de manera segura, sostenible y competitiva para el desarrollo de Argentina”.

Además, afirmó que construir colectivamente la transición energética local le permitirá al país estar mejor posicionado para insertarse en el proceso de cambio a escala global. “En las transiciones energéticas que está viviendo el mundo, Argentina puede jugar un rol muy importante a partir de sus diversas fuentes de energía”, señaló.

El documento de la publicación “Hacia una visión compartida de la transición energética Argentina al 2050”, conteniendo los objetivos y metas propuestos, se encuentra disponible para su descarga online en: <http://www.escenariosenergeticos.org/>

El mencionado documento resume las fuentes de consumo de energía en Argentina, composición de la Oferta Interna Total

Ilustración 25: Oferta interna de total energía de Argentina



Fuente: Balance Energético Nacional 2018.

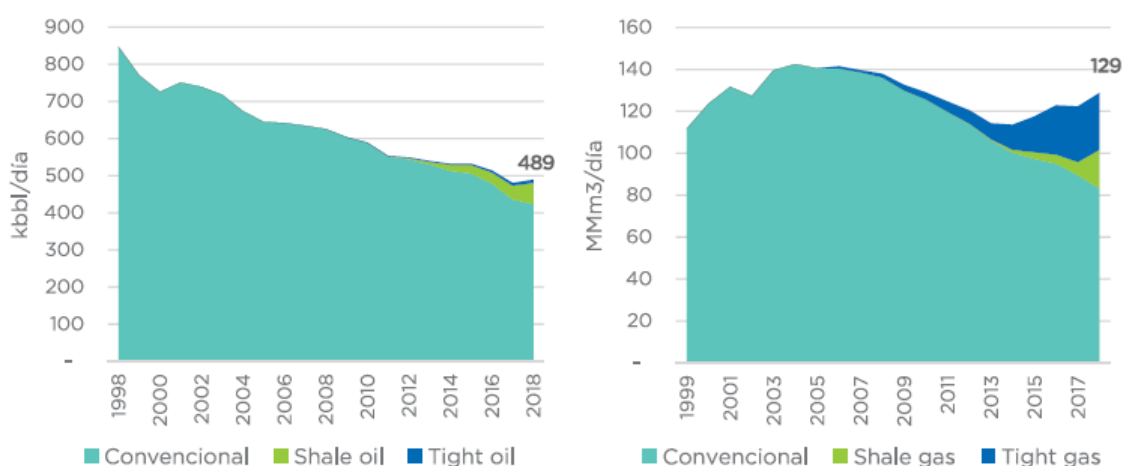
Fuente: “Hacia una visión compartida de la transición energética Argentina al 2050”

Donde se observa que el 86% del balance energético Nacional del año 2018, es cubierto por hidrocarburos (27,9% Petróleo y derivados + 58,1 % Gas Natural)

En cuanto a la producción de petróleo y gas, 2018 fue un año de crecimiento. El petróleo logró revertir la tendencia decreciente sostenida durante años y registró un aumento de 2,1% respecto a 2017, alcanzando los 489 miles de

barriles diarios impulsado, en mayor parte, por el aumento de la producción de petróleo no convencional (Figura 3). Por otra parte, la producción de gas natural alcanzó un promedio de 129 millones de metros cúbicos por día (MMm3/día) en 2018, verificando un incremento de 5% frente a 2017, motorizado principalmente por el crecimiento de los no convencionales (+ 39,4% respecto a 2017), especialmente el shale gas, que creció un 194,8% en 2018.

Ilustración 26: Producción de petróleo y gas



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía.

Fuente: “Hacia una visión compartida de la transición energética Argentina al 2050”

Como conclusión, en los próximos años continuara el fomento al desarrollo de energías alternativas para reemplazar el peso preponderante de los hidrocarburos en el total de la oferta energética, este cambio llevara más de 10 años, siendo mayor al plazo considerado para el análisis y definición técnico-económica para la realización de la inversión y propuesta tecnológica recomendada como resultado de la presente tesina.

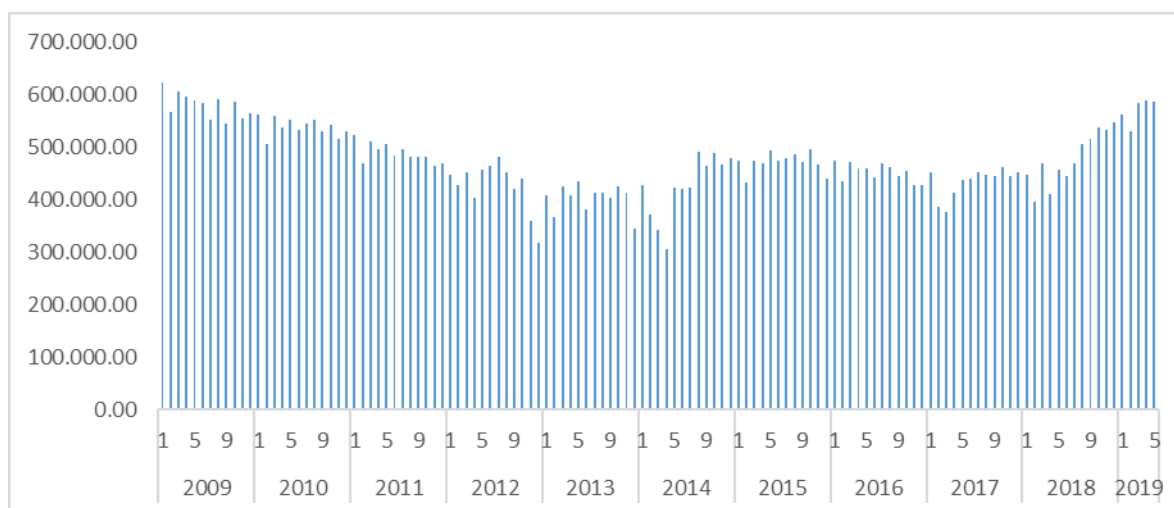
Como se mencionó al comienzo de este capítulo, además de las empresas privadas, un promotor clave de la actividad hidrocarburífera en Vaca Muerta es el gobierno provincial Neuquino, con su interés en mantener una actividad estable y saludable que asegure ingresos de regalías, por lo tanto, se analizará a continuación su rol.

El impacto comercial del descubrimiento de Vaca Muerta para la Provincia de Neuquén tiene beneficios positivos en términos de ingresos que le genera a la provincia la radicación de empresas y la generación de empleo de esta actividad.

. La economía de la Provincia de Neuquén se centra en la explotación de hidrocarburos, que representa alrededor del 50% del PBG e incide en el presupuesto público a través de los ingresos por regalías.

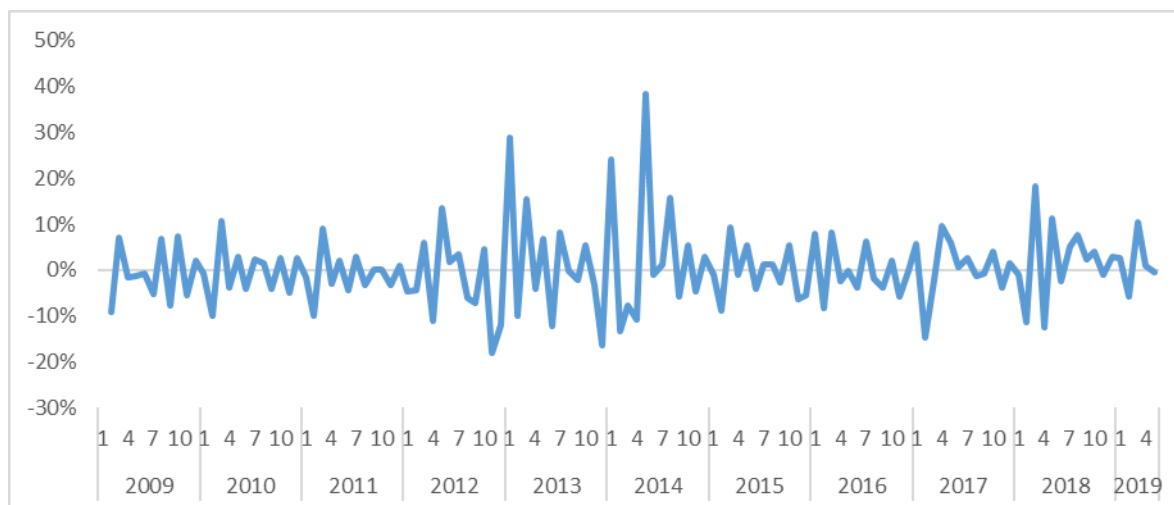
En relación con la producción de hidrocarburos de la Provincia de Neuquén en los últimos diez años analizados de la producción de este bien en la provincia se tiene la siguiente evolución. El mayor período de volatilidad de la producción ocurrió entre los dos últimos meses del año 2012 y los primeros meses del año 2013. En relación con este último punto, se puede observar que en términos de producción de hidrocarburos el mayor nivel alcanzado fue en el año 2009, mientras que la caída alcanzó valores considerables durante el período hasta alcanzar el mínimo del período de 306.959 metros cúbicos producidos. Este último valor se alcanzó en el mes de abril de 2013, en respuesta a las variaciones mencionadas anteriormente.

Gráfico 2: Evolución de la Producción de Hidrocarburos de Neuquén



Fuente: Elaboración Propia en base a la Secretaría de Energía de la Nación

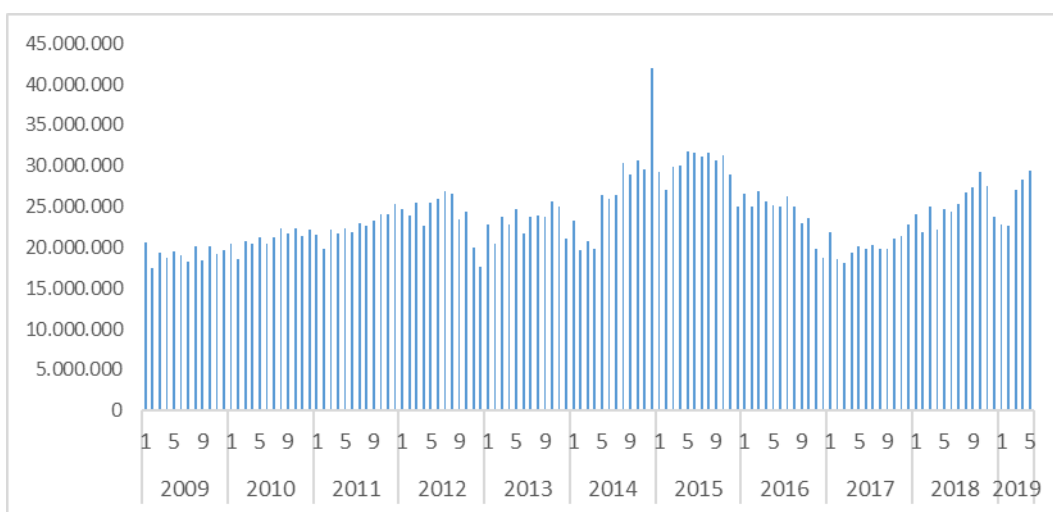
Gráfico 3: Variación Interanual Producción de Hidrocarburos de Neuquén



Fuente: Elaboración Propia en base a la Secretaría de Energía de la Nación

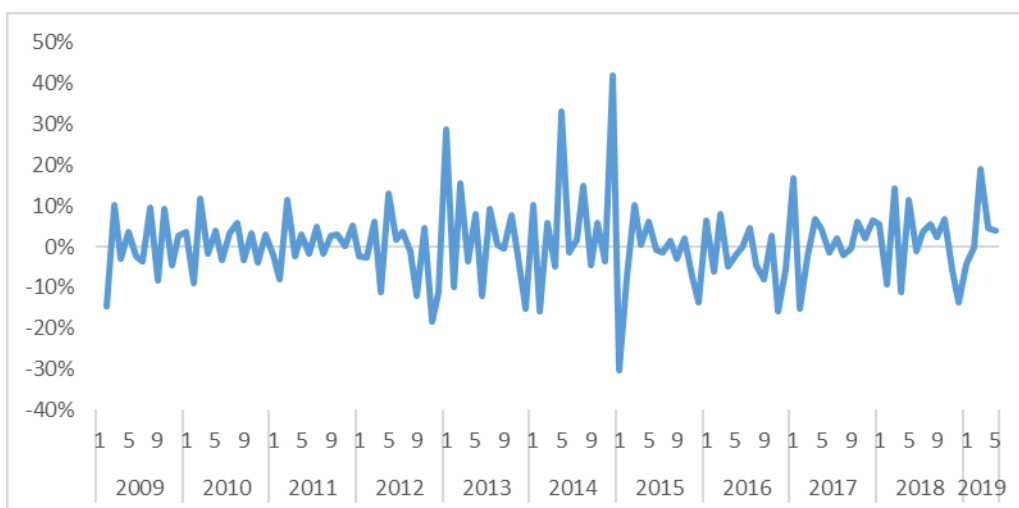
Una vez analizada la producción de hidrocarburos de la cuenca neuquina es posible analizar la evolución de las regalías de esta actividad, la evolución de las mismas se encuentra en estrecha relación con la evolución de la producción, teniendo en cuenta que la misma está en relación con la evolución del precio del bien en el que se comercializa. Este concepto también se puede observar a lo largo del tiempo (millones de ARS)

Gráfico 4: Evolución de las Regalías por Hidrocarburos en la Provincia de Neuquén



Fuente: Elaboración Propia en base a la Secretaría de Energía de la Nación

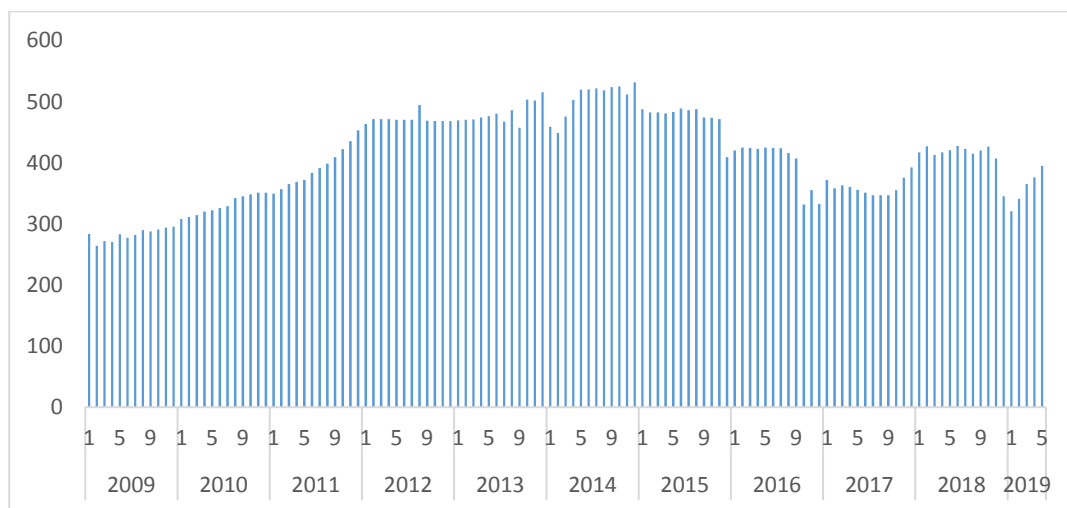
Gráfico 5: Variación Interanual Regalías por Hidrocarburos en Neuquén



Fuente: Elaboración Propia en base a la Secretaría de Energía de la Nación

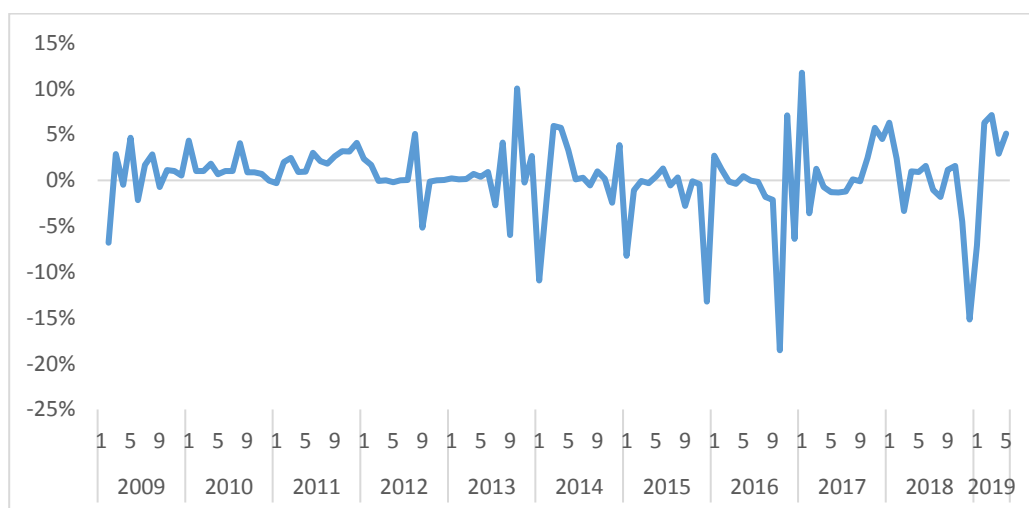
El análisis de los precios de los hidrocarburos presentó mejor performance en el período posterior al auge de las regalías recibidas por la Provincia de Neuquén. El máximo valor de aumento de esta variable ocurrió en el comienzo del año 2017, cuando el impulso de los mercados internacionales incentivó el aumento de los precios internos de los hidrocarburos en Argentina, alcanzando un porcentaje de aumento del 12%. El porcentaje de mayor disminución en la variabilidad de los precios ocurrió en el mes de enero de 2015.

Gráfico 6: Evolución de los precios de los hidrocarburos en la Provincia de Neuquén



Fuente: Elaboración Propia en base a la Secretaría de Energía de la Nación

Gráfico 7: Variación Interanual precio Hidrocarburos Neuquén



Fuente: Elaboración Propia en base a la Secretaría de Energía de la Nación

9.6.2 Competidores, sus ofertas de servicios

La estrategia de comercialización también se vería influenciada por lo que esté haciendo la competencia, conocer su capacidad instalada y su nivel de utilización, la tecnología incorporada y posibles programas de actualización, sus fallas y limitaciones en cuanto a la calidad del producto y/o servicio. Se considera competidores de la empresa testigo a aquellas empresas que cuentan con la capacidad de brindar un servicio de Well Testing en Argentina, no se considera condición necesaria que lo estén brindando actualmente, pero sí que cuenten con el know how y acceso a la tecnología. A continuación, se da un listado de competidores, agrupados por tipo de tecnología

Tabla 2: Empresas competidoras

Well Testing	Separador Trifásico	Multifásicos
	AESA Rakiduum DeltaP Omega Flargent Halliburton Open Prodeng Schlumberger SEEP Naser Superior Tetra Weatheford Welnen	Schlumberger Weatheford Pietro Fiorentini Haimo Emerson

Fuente: Elaboración Propia

Analizando los mismo, se encuentran grandes empresas de Servicio con presencia internacional, grandes empresas nacionales como así también pequeñas y medianas empresas. Hay un importante número de competidores, especialmente ofreciendo tecnología de separación trifásica, siendo sensiblemente menor en el campo de la tecnología multifásica.

9.6.3 Capacidades de la empresa testigo de comercialización

La empresa Testigo actualmente brinda servicios de Well Testing ofreciendo tecnología de separación trifásica, cuenta con el know how necesario para realizar servicios de Well Testing independientemente de la tecnología utilizada.

Cuenta con estructura y recursos necesarios. Bases operativas en el área de Vaca Muerta. Personal operativo y de soporte con experiencia en el sector.

Como puntos de desarrollo se deberá trabajar en conjunto con la firma que proveerá la tecnología multifásica, en la capacitación técnica específica del personal operativo, de mantenimiento e ingeniería. Y en el caso de utilizar medidores con fuente radioactiva, tramitar las habilitaciones pertinentes indicadas por la ARN (Autoridad Regulatoria Nuclear)

9.6.4 Proveedores de medidores multifásicos vs separadores trifásicos

Hoy en día hay diferentes empresas que cuentan con el know how y capacidades de fabricación de medidores multifásicos. El resultado final perseguido es el de lograr una medición de caudal, sin necesidad de separación física de fases, para lograrlo los diferentes fabricantes idearon diferentes combinaciones de principios físicos de medición.

A continuación de listaran las principales empresas que cuentan con medidores multifásicos, sus caracterizas tecnológicas principales se pueden encontrar en los links indicados.

Schlumberger - Vx Spectra

<https://www.slb.com/reservoir-characterization/reservoir-testing/surface-testing/surface-multiphase-flowmetering/vx-spectra-surface-multiphase-flowmeter>

MPM - FMC Technologies

http://www.processcontrols.ca/kentron/mpm_topside.html

Haimo

<http://www.haimotech.com/Products-and-Services/MPFM/SP-MPFM.html>

Emerson -Roxar

<https://www.emerson.com/es-mx/automation/measurement-instrumentation/flow-measurement/multiphase-meters>

Petrofiorentini

https://www.fiorentini.com/ww/es/product/components/mpfm_eng

Weatherford

<https://www.weatherford.com/en/products-and-services/formation-evaluation/testing-and-production-services/flow-measurement/>

Spinlock-

<https://www.spinlock.com.ar/es/oil-gas/>

9.6.5 Análisis de la situación macroeconómica

El análisis del macro entorno tiene una gran importancia a la hora de abordar el estudio de la factibilidad comercial por lo que se han desarrollado numerosas herramientas para obtener datos sobre el mismo. En el presente trabajo se utilizará el análisis PESTEL, donde el mismo analiza el ámbito político, económico, social, tecnológico, ecológico y legal.

Político

Entre los factores que afectan la actividad comercial a la que la empresa pertenece se encuentra la política de tipo de cambio y la política de flotación con bandas de no intervención, que, pese a los esfuerzos del BCRA, permanece volátil de cara al escenario electoral. Ante la incertidumbre que un eventual cambio de gobierno genera en el electorado, las acciones de resguardo y protección son materializadas por la sociedad a través del refugio en la divisa norteamericana. El aumento del ahorro en esta moneda trae como contrapartida la disminución del consumo.

En ese sentido, el analista político de Rosendo Fraga, sostuvo que "la batalla electoral se juega en el precio del dólar" (Diario Iprofesional, 2019) a la vez el politólogo sentenció que todos aquellos intentos de políticas públicas quedarán sin efecto si ocurre una corrida bancaria ante el temor de la sociedad de enfrentar una pérdida de ingresos y de ahorros. (Diario Iprofesional, Publicado el 15/01/2019, Extraído de URL: <https://www.iprofesional.com/impuestos/284353-jornada-ajuste-por-inflacion-pacto-fiscal-EI-2019-sera-el-ano-de-mayor-carga-impositiva-en-seis-decadas>)

El Economista Jefe de PwC Argentina Segura (2019), realiza un diagnóstico del porvenir de la economía argentina en el año 2019, en relación con los principales desafíos y oportunidades. "El dato de inflación de febrero generó inquietud. La tasa de interés nominal en pesos, pese a ser alta, era descendente,

combinada con un riesgo país alto y una inflación superior a la esperada revirtieron la cuenta y se desató un aumento en la demanda de dólares que devaluó el peso. La tasa de interés que en enero era atractiva pareció ya no cubrir el riesgo y los fondos comenzaron a salir.” (Segura, 2019, p 1). A su vez remarca que la mano dura del Banco Central de la República Argentina en materia de creación monetaria, llevo a que el ancla de la economía se fijara sobre la tasa de interés y el tipo de cambio generando graves consecuencias para la economía del país. (Segura, Volatilidad, protagonista en 2019. En Economic GPS. N 47, marzo 2019.)

Otro factor que afecta la actividad de la empresa es el nivel de actividad general. Luego de un 2018 recesivo en crisis y atravesado por una fuerte devaluación, el escenario del 2019 no muestra indicios de reactivación. En relación, Iglesias (2019) afirma que el nivel de actividad económica buscará cumplir metas fiscales de ajuste, con miras a un control de la inflación, el principal flagelo de la economía y que afecta de manera directa a la clase de menores recursos (Iglesias, publicado el domingo 10 de marzo de 2019, Extraído de URL: <https://www.cronista.com/economiapolitica/Crece-pesimismo-sobre-meta-fiscal-preven-deficit-de-hasta-14-del-PBI-20190310-0037.html>)

En este mismo sentido, en un intento por aumentar la recaudación tributaria el gobierno aumenta la presión fiscal. En el corriente año, a su vez se tiene que existirá aumento de la masa recaudada de impuestos provenientes de retenciones a los servicios financiero y renta financiera implementados a finales del 2018. En este análisis según el Diario Iprofesional (2019) se afirma que el incremento en la presión fiscal ocasionará un aumento de la estructura de costos, lo cual se traducirá en un aumento de precios, y que sumado a una caída del salario real generará una reducción del ingreso disponible acentuando la caída del consumo. (Diario Iprofesional, Publicado el 15/01/2019, Extraído de URL: <https://www.iprofesional.com/impuestos/284353-jornada-ajuste-por-inflacion-pacto-fiscal-EI-2019-sera-el-ano-de-mayor-carga-impositiva-en-seis-decadas>)

Las políticas públicas mencionadas anteriormente respecto de las acciones del actual gobierno, en materia de medidas de ajuste, pueden trasladarse en una caída en la inversión. Entre los factores políticos a través del cual se indagan respecto de las políticas de gobierno, implementadas o por implementar que modifiquen las relaciones entre los agentes económicos de la sociedad.

La empresa en términos generales no se encuentra en un contexto externo del mercado y la política que, en la actualidad, se interrelacionan entre sí, debido a que el país se encuentra atravesando una crisis económica y política. Según La Nación (2019), en un recuento de la mirada de la consultora internacional Bloomberg, se destacan los diferentes problemas económicos y políticos que atraviesa actualmente Argentina. En primer lugar, se rescata la desaceleración del 1,3% de la economía, una inflación mayor al 40% y riesgo de incertidumbre política. A su vez, dicha exposición resalta el hecho de que la política pública actual del país se encuentra a merced de cambios bruscos de las reglas de juego desde el gobierno, producto de que el poder adquisitivo de los argentinos se encuentra altamente deteriorado producto de los últimos tres años de ajuste, y con gran nivel de preocupación por el valor de la moneda extranjera que, en los meses siguientes a las elecciones primarias, sufrió una devaluación del 25%.

El contexto económico que apremia al país en el año 2019, también es producto de la política pública que asumió el gobierno al pedir financiamiento del Fondo Monetario Internacional, que llevó a un programa de cumplimiento de metas fiscales y económicas, que llevaron a la economía a una situación de crisis, con altos niveles de endeudamiento, donde las actividades productivas quedaron relegadas por las actividades especulativas con grandes niveles de rendimiento.

Económico

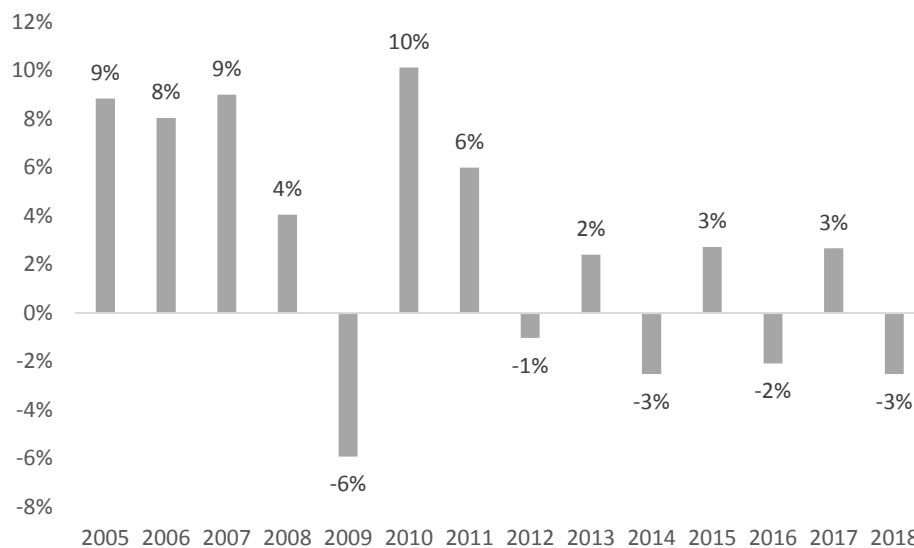
En línea con el abordaje efectuado hasta el momento, el Fondo Monetario Internacional presentó en Washington, en el mes de abril de 2019, un informé

sobre las Perspectivas de la Economía Mundial. En lo que refiere al futuro inmediato de la Argentina no hace otra cosa sino confirmar las ya mencionadas expectativas de decaimiento de la actividad y marcada recesión. El salario real es otra variable clave que proyecta el mercado, de cara a las elecciones presidenciales del presente año.

En el presente año Argentina se encuentra atravesando otra crisis económica dentro de su historia. Los componentes que configuran esta crisis son diversos y como tales, no se desarrollan en su totalidad en la presente investigación. Una variable que se debe analizar como input principal para diagnosticar una crisis y recesión es la evolución del Producto Bruto Interno (PBI) de una economía.

Según los datos publicados por INDEC (2019) se presentan la siguiente evolución de esta variable. Este indicador muestra que en el año 2016 la caída del mismo alcanzó a un 2%, mientras que en el año 2017 ocurrió una leve mejoría, para que, en el año 2018, la merma fuera aún mayor que la última experimentada, alcanzando un total del 3%. Este indicador que refleja el nivel de actividad de la economía da un indicio de que si el mismo se encuentra desalentado es posible esperar que el otorgamiento del crédito se encuentre en una situación similar. En relación con las proyecciones presentadas por las distintas consultoras económicas actuales, se espera que para el año 2019, según el Fondo Monetario Internacional (FMI) se espera una caída aproximada del nivel de actividad del 1,2%, acrecentando un segundo año consecutivo de recesión del ingreso, mientras que para el año 2020, se espera una mejoría, que ubique al PBI un 2,2% por encima.

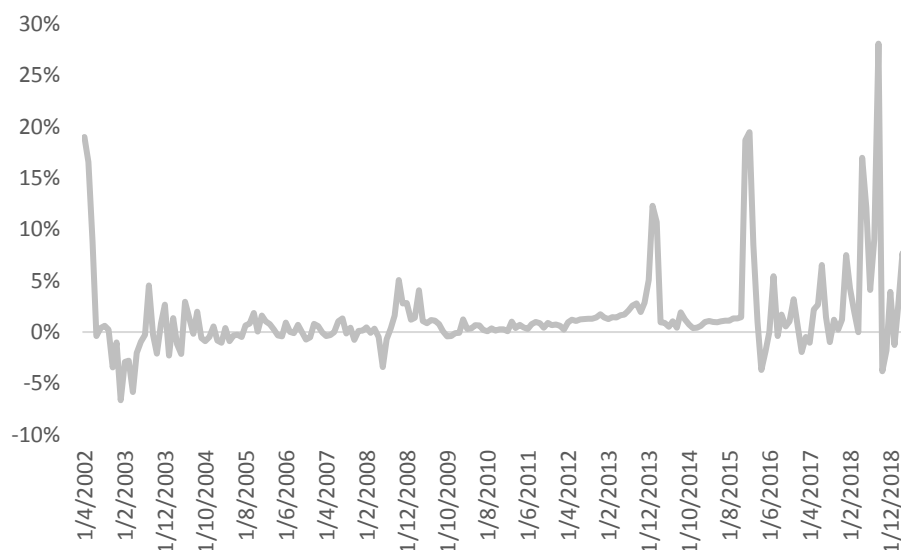
Gráfico 8: Evolución del Producto Bruto Interno de Argentina. Años 2005-2018



Fuente: Elaboración Propia en base a INDEC (2019)

Una vez evaluada la recesión del producto de la economía, una posible explicación de la misma es la fuerte devaluación sufrida a nivel interno de la divisa extranjera. Esta merma se puede observar por medio del análisis de la evolución del tipo de cambio de Argentina que presenta el Banco Central de la República Argentina (BCRA). El valor utilizado para la comparación es la serie estadística publicada por dicha institución sobre el tipo de cambio vendedor minorista.

Gráfico 9: Evolución del Tipo de Cambio de Argentina. Años 2014-2018



Fuente: Elaboración Propia en base a BCRA

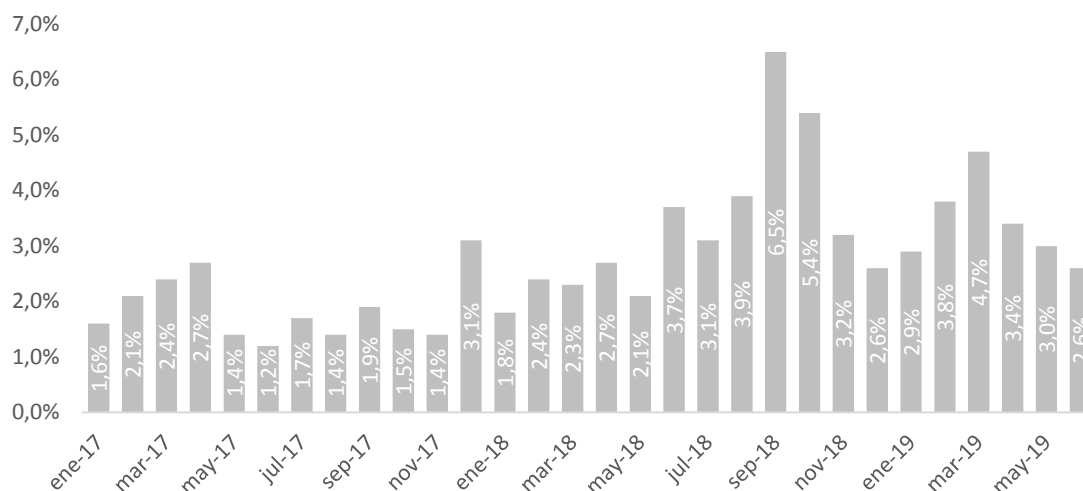
Los valores expuestos anteriormente dan cuenta de que, a comienzos del año 2018, comenzó en Argentina una volatilidad en esta variable que resultó extensa en tanto la última fuerte devaluación ocurrida alcanzó caso un 25% y en términos acumulados. Si se comparan los valores de los meses de mayo en el año 2018 y en el año 2019, el aumentó en la cantidad de pesos necesarios para comprar un dólar es del 89, 8%, es decir una fuerte devaluación. A su vez es necesario mencionar que en el transcurso de los años analizados existieron diferentes cambios en los regímenes cambiarios utilizados, pasando de un régimen de flotación libre, donde la autoridad monetaria no intervenía al mercado hasta llegar a un tipo de cambio de flotación administrada.

La importancia de esta variable radica en que la misma es un valor de referencia para la formación de precios de los distintos empresarios. En términos concretos, se podría calificar a Argentina, según la visión de Presbich como un país que depende altamente de las importaciones, con una oferta agropecuaria inelástica y una dualidad sectorial fuerte.

En el caso de que ocurra una modificación en el valor de la moneda extranjera el mismo repercutirá de manera directa en la economía argentina debido que, la misma forma parte de los costos para la producción debida, a que la gran mayoría de los empresarios utilizan insumos importados. En un análisis simple, y sin pecar de generalidades, los procesos productivos necesitan la utilización del combustible, ya sea para su producción propiamente dicha o bien para el caso de la distribución de sus productos, por lo que un aumento en el precio del dólar, siendo que las naftas se encuentran liberalizadas y el valor del precio del bret de petróleo se encuentra en dicha divisa, el aumento en el nivel general de precios es inevitable.

En este análisis, es que surge que Argentina, no sólo por efecto del tipo de cambio, sino por diferentes situaciones es un país que presenta altos y persistentes niveles de inflación que socaban la rentabilidad de las empresas que deben hacer frente a este aumento de los costos de producción y su traslado a los precios con un desafío adicional que las grandes empresas, para no perder clientela. En un análisis de la evolución de dicha variable a lo largo del tiempo, se tiene que según datos publicados por el INDEC (2019) sobre el valor de la canasta básica, medida por el IPC (Índice de Precios del Consumidor) si bien existe una persistente inflación de dos dígitos anuales en la Argentina, es una realidad que el valor de un dígito mensual ha presentado una merma a lo largo del tiempo en materia de los meses posteriores a marzo del año 2019.

Gráfico 10: Evolución del IPC. Argentina 2017-2018



Fuente: Elaboración Propia en base a INDEC

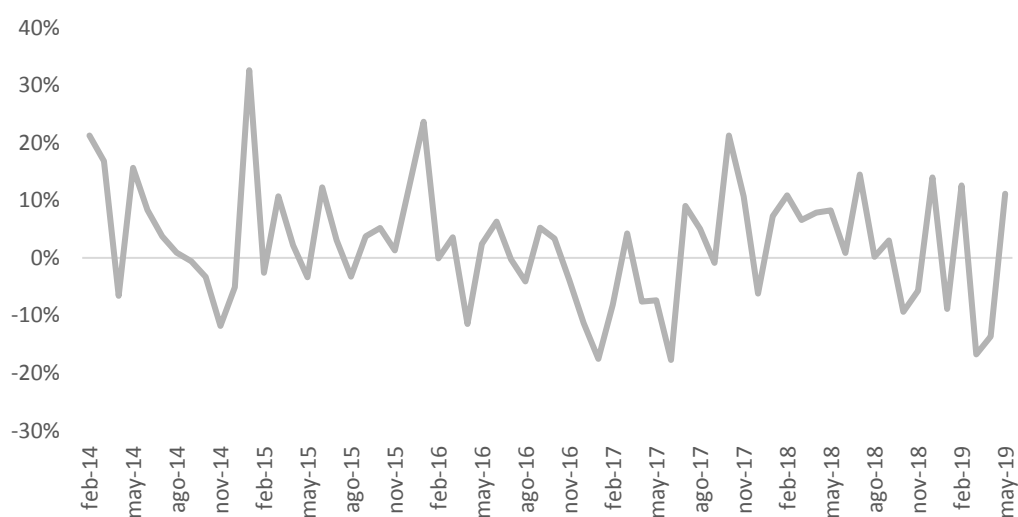
El crecimiento en el nivel general de precios se observa como una variable preocupante para la economía argentina en términos agregados, debido a que no sólo se encarece la canasta básica de las familias del país, sino que también se acelera un proceso de deterioro de los salarios nominales de los trabajadores, **paritarias salariales más frecuentes**, incrementos de diferentes servicios. Todo los hechos que devienen de dicho aumento, se percibe en un alto nivel de incertidumbre en el mercado que no le permite a los empresarios planificar en un horizonte temporal mediano y largo. A su vez, los valores expuestos de aumento de los precios a nivel mensual también generan preocupación para la planificación de corto plazo. Este contexto, en general se le debe agregar a su vez, mayor incertidumbre debido a que Argentina se encuentra atravesando un proceso electoral de la presidencia que ejercerá a partir del 10 de diciembre de 2019 un nuevo gobierno con los desafíos de esta situación.

La crisis económica en materia de variables analizadas, también se tradujo en un aumento en el valor de la tasa de interés de referencia para los préstamos de los privados, como así también para los inversores, por medio de los diferentes

instrumentos de deuda emitidos por el BCRA que llevaron a la actual Leliq. En una primera instancia es necesario dar cuenta de la evolución observada para los préstamos al sector privado. Los valores expuestos representan las tasas denominadas pasivas en el sentido de que responden al porcentaje que un tomador de fondos debe abonar en concepto de interés a pagar a la entidad con la cual contrajo el crédito.

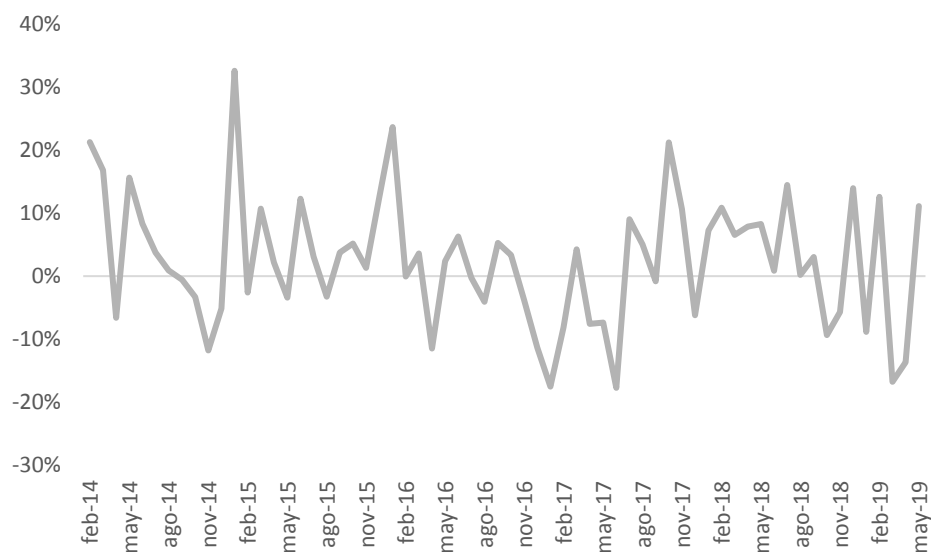
En un análisis pormenorizado de dicha variable se puede observar que existió, en el año 2018 el aumento más fuerte de toda la serie presentada, en el mes de mayo de 2018, cuando la tasa de interés pasó de valer 28.08% a asumir un valor de 41,32%. Los valores próximos a cuarenta por ciento no se mantuvieron a lo largo de los meses, es más en octubre de 2018 se alcanzó el récord de la serie con una tasa de interés a pagar por el deudor del 78,14%. Esta volatilidad afecta de manera directa a la decisión de cualquier empresario, y en especial para acceder al crédito, porque si a la inestabilidad anteriormente mencionada se le suma el aumento del 47% sufrido en mayo de 2018, más el ocurrido en los meses subsiguientes, el acceso al crédito se ve limitado.

Gráfico 11: Evolución de la tasa de interés pasiva. Argentina 2014-2018



Fuente: Elaboración Propia en base a BCRA

Gráfico 12: Evolución Promedio Mensual de Saldos Diarios. Argentina 2014-2018



Fuente: Elaboración Propia en base a BCRA

En relación al otorgamiento del crédito a los agentes privados se observa la siguiente evolución presentada, también por el BCRA. La volatilidad que se puede observar en el período seleccionado da cuenta de la incertidumbre que se vive en el mercado. Sin embargo, es posible destacar como los últimos seis meses las variaciones entre los saldos diarios fueron amplias y negativas.

La llegada del Fondo Monetario Internacional (FMI) el nuevo techo para el déficit fiscal del año 2019 será de 1,3% del Producto Bruto Interno (PBI). A su vez, destacaron que las medidas afectan también a una reducción del Estado, en el que se eliminaron 13 ministerios en el país y reacomodaron gasto público destinado al pago de salarios, como así también las cesaciones de renovación de contratos en la planta estatal y el freno de las renovaciones en los ministerios. Otra política que se llevó a cabo fue el aumento en la alícuota de Bienes Personales para aumentar la recaudación (Sección de Economía, Diario Infobae, URL: <https://www.infobae.com/economia/2018/09/03/el-nuevo-plan-economico-el-detalle-de-las-medidas-que-anunciaria-hoy-el-gobierno/>, publicado 03/11/2018).

La llegada del FMI implicó a su vez, que Argentina se encontrará dentro de la clasificación como país emergente. El concepto en sí mismo, surgió a nivel del organismo internacional aproximadamente en la década de los 90 en el contexto de lo que se conoce como Nueva Orden Mundial. Si bien en la literatura actual existe una diversa cantidad de definiciones con relación al concepto, podría asimilarse que los mercados emergentes son áreas geográficas que no se encuentra estrictamente especificadas, pero se encuentran por fuera de aquellos países desarrollados, y tienen un gran potencial de crecimiento. En un recuento de las características de este tipo de mercado, que hacen a la situación actual de Argentina se encuentran;

- Atractivos para la Inversión Extranjera Directa
- Inversión de capitales de corto plazo en el país, por medio de acciones y bonos
- Rígidos que van en disminución para el ingreso de inversiones dentro del mercado.
- Atractivo por los recursos naturales e industriales que posee
- Avance sobre un período de retraso económico y político.
- Buscan ser economías de Mercado.

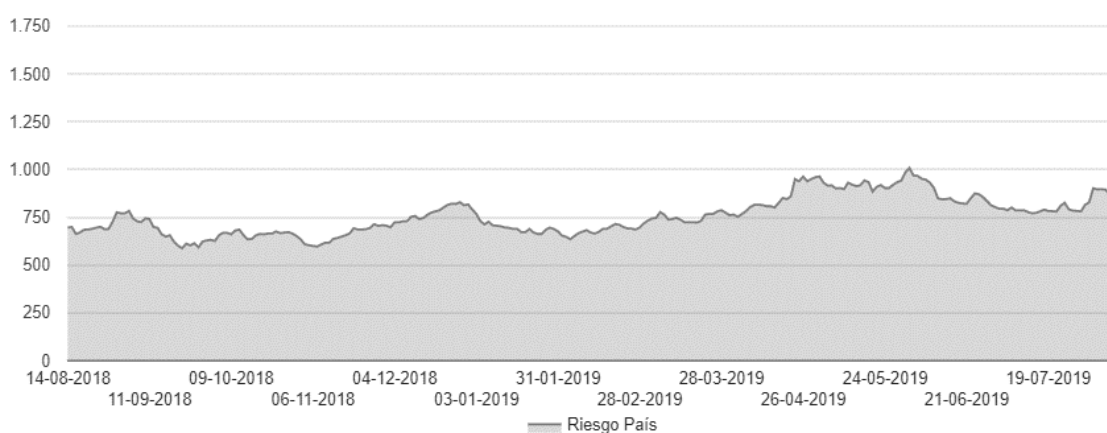
La clasificación que le valió a Argentina este título implicó modificaciones en el ámbito del crédito para las PyMEs del país, en tanto el riesgo país comenzó a ser una variable de interés no sólo para los hacedores de política interna, sino también para los inversionistas externos que observan con distinta perspectiva al país como una alternativa de inversión.

La siguiente ilustración extraída del Diario Digital Ámbito Financiero (2019), muestra la evolución, y la alta volatilidad de la variable en el período comprendido

entre agosto de 2018 y agosto de 2019. El aumento, en puntos básicos de esta variable ha generado un desgaste a la credibilidad del país, que genera que no ingresen inversores de la manera que el actual gobierno deseaba (Ámbito Financiero, 2019, consultado el 01_06_2019; extraído del URL: <https://www.ambito.com/contenidos/riesgo-pais.html>)

El aumento del riesgo país, y un aumento de más de 500 puntos básicos repercutieron de manera directa con los valores de los bonos del país en las bolsas de valores del mundo. A su vez, se tiene que el aumento en el precio del dólar ha generado un incentivo a la exportación de bienes y un desincentivo a las importaciones. El impacto de esta medida para el caso de la situación de la extracción de Hidrocarburos se tiene que la misma afecta de manera negativa para el caso de la situación de la inversión extranjera en la extracción de este producto. El hecho de que las concesiones que se otorgaron dentro de esta política han sido a empresas con proporciones de capitales extranjeros, la posibilidad de que ocurra una merma en la intención de seguir con este tipo de actividad ocurrirá.

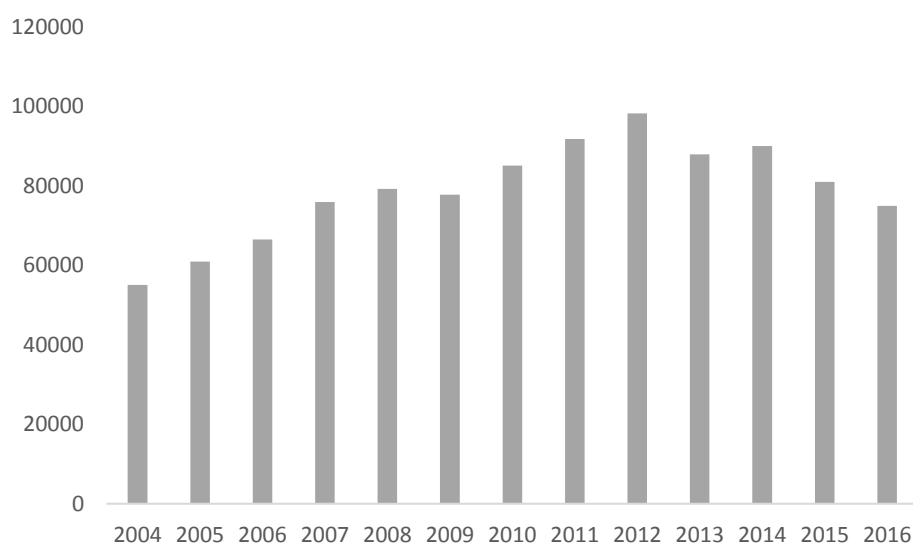
Ilustración 27: Evolución del Riesgo País Argentina. 2018-2019



Fuente: Ámbito Financiero (2019)

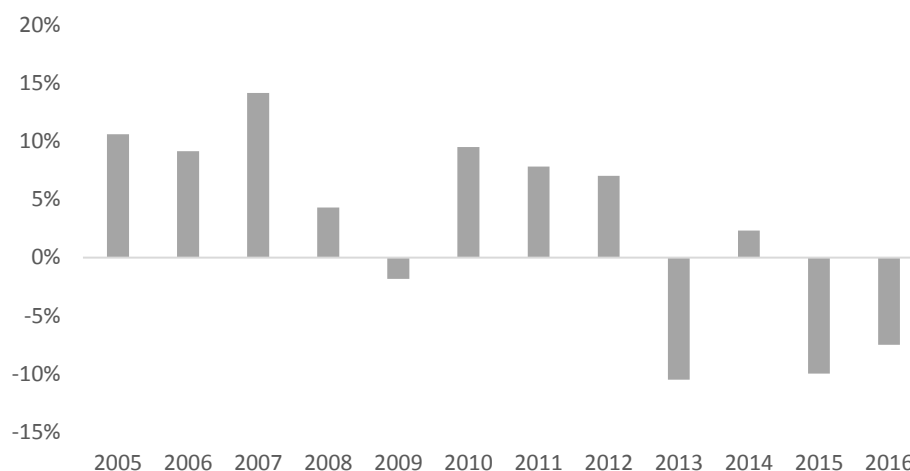
El acceso al crédito analizando la variable anterior debe concentrar sus esfuerzos en determinar que, a su vez, debe prestar atención a la evolución de la Inversión Extranjera Directa (IED), debido a que el ingreso de divisas al país, permite ampliar las posibilidades de las empresas locales de acceder al crédito, a la vez de que se puede utilizar como un avance estratégico para aquellas que pueden receptar dichos capitales de manera interna en sus empresas. Si bien en la actualidad ningún organismo público dispone de datos actualizados al año 2018, se puede observar que INDEC y el BCRA, coinciden en que la evolución de dicha variable se ha mantenido constante al último valor de 2016, que se muestra en el gráfico o al menos ha disminuido en los últimos dos años, producto de la situación macroeconómica de crisis que vive el país.

Gráfico 13: Evolución de la Inversión Extranjera Directa Argentina. Años 2004-2016.



Fuente: Elaboración Propia en base a INDEC y BCRA

Gráfico 14: Variación de la Inversión Extranjera Directa Argentina



Fuente: Elaboración Propia en base a INDEC y BCRA

El anterior análisis da cuenta de que existe en Argentina como país una crisis económica que recae sobre todas las actividades productivas.

Social

En torno a los factores sociales más relevantes del entorno, se destacan, la pobreza, la indigencia, la movilidad social, entre otros. Al referirnos a la pobreza, las mediciones del tercer trimestre de 2018 realizadas por el Observatorio de Deuda Social de la UCA, según González (2018) quien publica sobre el informe de dicha institución, el 33.6% de la población argentina se encuentra por debajo de la línea de pobreza (González, 2018, Publicado el 13/12/2018, Extraído de URL: <https://www.ambito.com/preocupante-pobreza-argentina-llego-al-336-y-alcanza-136-millones-personas-n5005195>)

En cuanto a la indigencia, la variación fue poco significativa, del 0.4% inter anual, gracias a que, según González (2018), “Hay un colchón de protección social que hace que esto no se agrave” (González, 2018, Publicado el 13/12/2018,

Extraído de URL: <https://www.ambito.com/preocupante-pobreza-argentina-llego-al-336-y-alcanza-136-millones-personas-n5005195>).

En cuanto a las proyecciones, existe según la entrevista realizada por el autor, una tendencia alcista en función de la performance de distintas variables como el tipo de cambio, la inflación y el aumento de las paritarias salariales de los diferentes gremios.

La confianza del consumidor es medida por la Universidad Torcuato Di Tella, por medio de un proyecto del Observatorio de Realidad Social, con el objetivo de mostrar las distintas preferencias de los consumidores respecto a sus consumos futuros en materia de un índice general, y diferentes índices de consumo referidos a bienes durables y no durables. En relación a la posibilidad de observar una reactivación de la actividad ante la recesión en la que se encuentra instalada el país, el presidente Macri anunció una red de descuentos entre el 10% y el 25% para las 18 millones de personas que reciben beneficios de ANSES en supermercados, negocios de ropa, iluminación, viajes y turismo, electrodomésticos, línea blanca y materiales para la construcción. En relación con el porcentaje de la población alcanzada, es de esperar que, casi la mitad de los argentinos encuentre un incentivo a reactivar el consumo, mejorando el clima social y estabilidad general.

Esta situación de retraso económico se puede analizar con la repercusión sobre variables sociales que afectan a las empresas en términos generales como los son, la caída en el poder adquisitivo de sus trabajadores, que los lleva a un mayor desgaste de paritarias para arreglar subas del salario nominal, pobreza y con una inflación alta, desplazamiento de las decisiones de inversión a las de consumo de subsistencia. La confianza del consumidor es medida por la Universidad Torcuato Di Tella, por medio de un proyecto del Observatorio de Realidad Social, con el objetivo de mostrar las distintas preferencias de los consumidores respecto a sus consumos futuros en materia de un índice general, y

diferentes índices de consumo referidos a bienes durables y no durables. La débil performance de dicho indicador responde al reflejo de la situación macroeconómica que actualmente se encuentra atravesando el país.

Tecnológico

En relación a la que atraviesa el país, Schuster (2018) afirma que como Director de la Unidad de Competitividad de la consultora ABECEB, Argentina figuraba en el año 2017, como el país menos competitivo sobre 25 países representativos. En octubre de 2018 y como consecuencia de la mejora del tipo de cambio real, Argentina ha escalado 10 posiciones, aunque sigue siendo un país caro en relación con su productividad.

En cuanto a los desafíos de esta dimensión el autor remarca que, resultará crucial avanzar en una modernización de la regulación laboral y atacar la informalidad que deja a más del 30% de los trabajadores en situación de vulnerabilidad. Debe ponerse en el centro de la escena la inversión en infraestructura. Debemos disponer de recursos energéticos a costos competitivos, tasas de interés y mercados de capitales acordes a un país normal y una estructura impositiva más razonable. Por último, profundizar la política comercial de integración al mundo (Schuster, 2019, publicado el jueves 18 de octubre de 2018, Extraído de URL: <https://www.cronista.com/columnistas/Aqui-y-ahora-hacia-una-Argentina-mas-competitiva-20181017-0084.html>)

El análisis de la dimensión tecnológica debe realizarse desde la perspectiva de cuál es la posibilidad que Argentina tiene de alcanzar su potencial de crecimiento para los próximos años, en materia de conocimiento, ciencia y tecnología. En dicha búsqueda, destaca como una iniciativa de importancia a nivel nacional el Plan Argentina Innovadora 2020, que ha permitido idear y organizar la política pública en el sector de manera ordenada, con objetivos claros y medibles (Roca 2018, publicado el 30 de junio de 2018, extraído de URL:

<https://www.infobae.com/def/desarrollo/2018/06/30/el-plan-nacional-para-la-ciencia-y-la-tecnologia-del-siglo-xxi/>)

En materia de gasto público, la ciencia consiguió ocupar un lugar destacado en la asignación de recursos del Estado Nacional en la última década. Entre 2003 y 2017 la inversión en investigación y desarrollo (I+D) pasó del 0,46 % al 0,69 % del PBI. El citado Plan Argentina Innovadora 2020, lanzado hace cinco años, enunció dos objetivos ambiciosos: alcanzar una inversión en I+D equivalente al 1,01 % del PBI y contar con 4,6 investigadores y becarios por cada 1000 integrantes de la PEA. A su vez, la principal atención en materia de desarrollo de conocimiento se aplica sobre la posibilidad de que la ciencia mejora la calidad de vida del ciudadano, por lo que el Ministro de Ciencia y Técnica de la nación afirmó que “la construcción de soluciones tecnológicas que contribuyan a dar respuesta a las necesidades de desarrollo integral y al bienestar de la ciudadanía” (Luis Baraño, 2018, Diario Infobae). (Roca 2018, publicado el 30 de junio de 2018, extraído de URL: <https://www.infobae.com/def/desarrollo/2018/06/30/el-plan-nacional-para-la-ciencia-y-la-tecnologia-del-siglo-xxi/>)

De esta forma, se puede afirmar la posibilidad de que Argentina ingrese en un potencial camino de crecimiento en materia de ciencia y técnica.

Ecológico

El sector ecológico (ambiental) es un punto no menor a tener en cuenta en la actualidad y más tratándose de un país como la argentina en donde siempre se ha cuestionado el uso del suelo por medio de la agricultura y los monocultivos de soja en donde nuestro país representa el 18% de la superficie sembrada en el mundo. La misma paso de ocupar 5 millones de hectáreas en los años 90 a ocupar 18 millones de hectáreas hasta el año 2018 (Ensinck, 2017, Obtenido de <https://www.cronista.com/economiapolitica/Cambio-climatico-y-contaminacion-la-mayor-deuda-ambiental-argentina-20170324-0043.html>)

La minería es otra de las grandes industrias que prevalece en la argentina y que sin la misma el país no hubiese logrado subsistir a lo largo de los años. No obstante la misma producida sin mensura produce grandes daños a al suelo, por ejemplo, para la extracción de 1 gramo de oro es necesario remover 4 toneladas de roca, utilizar 380 litros de agua, 43,6 kwh de electricidad (lo que se asemeja al consumo semanal de un hogar medio argentino), 1kg de explosivos y 850 gramos de cianuro. (Ensinck, 2017, Obtenido de <https://www.cronista.com/economiapolitica/Cambio-climatico-y-contaminacion-la-mayor-deuda-ambiental-argentina-20170324-0043.html>)

Como cierre del este esquema PESTEL, se agrega el contenido del análisis de factibilidad ambiental y legal cubiertos anteriormente.

Conclusiones Parciales del macroentorno

El análisis realizado de la dimensión externa que rodea a la organización da cuenta de que existe un contexto desfavorable en términos económicos signado por las decisiones políticas que fueron asumidas en los últimos años. Esta situación da cuenta de que un proyecto de inversión de la envergadura que se desea llevar a cabo por medio de la presente evaluación y formulación del proyecto de inversión de aplicar tecnología de medición multifásica, es un desafío por la apuesta que implica el destino de un monto de dinero que implica una actividad productiva, que requiere de dinero para la aplicación del mismo. Esta situación no aplica únicamente para este proyecto de inversión, sino que se realiza para otros proyectos teniendo en cuenta que se tiene una realidad donde la mayor apuesta de dinero se realiza sobre actividades especulativas y no actividades productivas. A pesar de esta situación esta condición externa no implica un impedimento para la presentación del proyecto sino más bien implica un desafío a los fines de llevar a cabo la propuesta.

9.7 Factibilidad Económica y Financiera

El análisis de la factibilidad económica y financiera consiste en el esfuerzo por parte del profesional en el desarrollo de un flujo de caja del proyecto para poder aplicarle los distintos indicadores de rentabilidad, como el Valor Actual Neto y el cálculo de la Tasa Interna de Retorno. El armado del flujo se realizará bajo los supuestos que previamente fueron mencionados en el caso de la viabilidad comercial, para entender los valores obtenidos en cada uno de los ítems analizados.

Los criterios de selección y recomendación del tipo de tecnología para la aplicación específica que mejor se ajustan a las diferentes necesidades, se determina con un análisis económico con el cual se establece y recomienda los medidores óptimos para la medir la producción de fluidos de la cuenca de Vaca Muerta. En este apartado se desea realizar una comparación de costos e ingresos entre los diferentes medidores analizados (separadores trifásicos vs medidores multifásicos).

En relación con el horizonte temporal de análisis para la elaboración del flujo de caja proyectado del proyecto, se realizará el mismo en 10 años, alienado con la vida útil promedio mínima que tienen los medidores analizados. A su vez, en la etapa de factibilidad comercial, luego del análisis de proyección de mercado, concluimos que un horizonte de 10 años es totalmente compatible con las proyecciones de actividad y demanda esperadas para los servicios de Well Testing. Dentro del periodo mencionado, se analizará los resultados en periodos de más cortos, de tres, cuatro y cinco años respectivamente.

Para ambas tecnologías se realizará el análisis en función a una flota de diez (10) sets de equipos, preparados para realizar servicios móviles de Well Testing.

En función de dicha información se proponen las siguientes tablas, resumen de los costos relacionados a la utilización de separadores trifásicos.

Tabla 3:Costos Separador trifásico (en dólares)

Producto	Monto	Cantidad	(en USD)
Separador	195000	10,00	1.950.000,00
Instrumentación y Telemetría	50000	10,00	500.000,00
Sala de control	150000	1,00	150.000,00
Semi y accesorios	75000	10,00	750.000,00
Otros (8%)	37600	10,00	376.000,00
TOTAL INVERSIÓN			3.726.000,00

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4:Costos Medidor Multifásico (en dólares)

Producto	Precio	Cantidad	(en us\$)
Medidor multifásicos	220000	10,00	2.200.000,00
Instalaciones en base	75000	1,00	75.000,00
Semi y accesorios	65000	10,00	650.000,00
Sala de control	150000	1,00	150.000,00
Otros (8%)	40800	10,00	408.000,00
TOTAL INVERSIÓN			3.483.000,00

Fuente: Elaboración propia

Una vez estipulado los costos de las diferentes unidades, un concepto a determinar es la depreciación. La disposición de estos equipos implica que los mismos se deprecie a lo largo del tiempo, y la fórmula de cálculo utilizada para tal fin es el método de la línea recta, en función de la cantidad de años de vida útil. En términos concretos se tiene que el concepto de depreciación consiste en la distribución sistemática del importe depreciable de un activo a lo largo de su vida útil.

La depreciación por esta metodología implicará que se realice el simple cociente entre el valor de la situación inicial que se expuso anteriormente por la cantidad de años de vida útil de la maquinaria. En sí por vida útil se entiende al periodo durante el cual se espera utilizar el activo por parte de la entidad. La vida útil de un activo se definirá en términos de la utilidad que se espere que aporte a la entidad. La política de gestión de activos llevada a cabo por la entidad podría implicar la disposición de los activos después de un periodo específico de utilización, o tras haber consumido una cierta proporción de los beneficios económicos incorporados a los mismos. Por tanto, la vida útil de un activo puede ser inferior a su vida económica. La estimación de la vida útil de un activo es una cuestión de criterio, basado en la experiencia que la entidad tenga con activos similares. El importe depreciable de un activo se distribuirá de forma sistemática a lo largo de su vida útil. Si bien la especialización de este tipo de maquinaria es extensa, se supondrá que los mismos tienen la vida útil de 10 años.

En relación con la estimación de los ingresos, se considera que ambos servicios se brindaran de forma continua, con contratos mensualizados, obteniendo en contrapartida pago mensual por los mismos. Se partirá de un valor esperado, complementado con un análisis de sensibilidad, de variación precio de venta, como así también de la inversión.

El flujo de caja del proyecto implica a su vez, la estimación, en primera instancia, y previo al análisis exhaustivo de la situación particular de la conveniencia de los separadores trifásicos o medidores multifásicos, la necesidad

de estimar la WACC o tasa de descuento. El valor de esta tasa se conoce normalmente como el valor “B” de una inversión y proviene de la estimación promedio de distintos proyectos para la comparación de la misma con la tasa interna de retorno del proyecto. Si la tasa de descuento es mayor a la tasa interna de retorno el proyecto no debiera de ser aprobado porque no requiere el valor mínimo de rendimiento de dicho dinero destinado a esta actividad y no a otra. A su vez se ha estimado el valor de la tasa de descuento o el costo del capital de invertir dinero en esta alternativa de negocio en relación a otra alternativa.

El cálculo de la tasa de corte (Tasa de requerimiento mínimo de rendimiento, WACC) se realizó en función de la siguiente fórmula de cálculo,

$$WACC = ks * PN/A. + Kd * P/A * (1 - t)$$

Donde se tiene que

Ks: Costo de oportunidad del capital

PN/A: Porcentaje de capital propio de la empresa

Kd: Tasa del préstamo

P/A: Porcentaje de capital Financiado

1-T: Escudo fiscal (el impuesto que se utiliza es el del impuesto a las ganancias por el 35% de las mismas).

El uso de la tasa de descuento o WACC se analiza desde que la misma se encarga de actualizar los flujos de caja, dándole así valor al dinero en el tiempo. Debe corresponder con la rentabilidad que el inversionista exige a la inversión por renunciar a un uso diferente de recursos en proyectos con niveles de riesgos similares, es por este motivo que se analiza el cálculo de los distintos componentes del WACC en función de la fórmula planteada.

En el caso particular de este proyecto, se tomará una tasa del 20%. El uso de esta tasa de descuento permitirá la elaboración del flujo de caja del proyecto de

inversión, el cálculo de dos indicadores esenciales para la toma de decisiones sobre si es conveniente la puesta en marcha del proyecto, el Valor Actual Neto (VAN) y el cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR).

El VAN, Sartori (2011) lo define como la diferencia entre todos los ingresos y egresos del proyecto, actualizados por la tasa de descuento. Proporciona una medida concreta de la contribución que el proyecto hace para incrementar el valor de la empresa.
$$VAN = \frac{\sum B N t}{(1+i)^t} - I_0$$

Donde $B N t$ son los beneficios netos (ingresos menos egresos), i la tasa de descuento y I_0 la inversión inicial.

La decisión sobre la puesta en marcha o no del proyecto se decide según;

Si $VAN = 0$ entonces el proyecto produce una renta que es exactamente igual a la que el inversionista exige a la inversión, por lo cual se dice que la realización o no del proyecto es indiferente en términos de rentabilidad.

Si $VAN > 0$ el proyecto produce una renta superior a las expectativas del inversionista y por lo tanto el proyecto debe ser realizado

Si $VAN < 0$ la renta producida es inferior a la exigida por el inversionista y por lo tanto el proyecto no debe ser llevado a cabo en dichas condiciones.

Por último, otro indicador que se calcula para determinar la rentabilidad del proyecto es la Tasa Interna de Retorno (TIR) la cual representa la tasa de interés más alta que un inversionista podría pagar sin perder dinero, si todos los fondos para el financiamiento de la inversión se tomaran prestados y el préstamo (principal e interés acumulado) se pagara con las entradas en efectivo de la inversión a medida que se fuesen produciendo. Así, cuando la tasa de descuento coincide con la TIR se dice que el inversor se encuentra indiferente entre llevar a cabo o no el proyecto. Cuando la TIR es superior a la tasa de descuento, el proyecto es rentable y se lleva adelante (sucediendo lo contrario si $TIR < i$).

En el caso hipotético que no se posea capital propio, y se deba acudir a una entidad pública o privada para obtener un préstamo de dinero.

En función de la información disponible en materia de créditos se encuentra el del Banco de Inversiones y Comercio Exterior (BICE). Esta entidad permite la aplicación a una línea de crédito para aquellas empresas que se encuentren en la elaboración de proyectos de inversión y a la adquisición de bienes de capital muebles, registrables o no, en el marco de una decisión de inversión, destinados a las distintas actividades económicas comprendidas en los sectores productores de bienes y servicios. Comprende también el financiamiento de proyectos de reconversión y modernización productiva de los distintos sectores económicos que mejoren la competitividad en los mercados doméstico y externo.

Una de las principales condiciones que se encuentran presentan al momento de realizar la solicitud del préstamo es que, quienes apliquen al pedido de dinero sean demandantes de crédito en calidad de ser personas físicas con domicilio real en la República Argentina o personas jurídicas (PyMEs) que tengan su domicilio o el de su sucursal, asiento o el de cualquier otra especie de representación permanente en la República Argentina.

El monto a financiar como máximo para el caso de este tipo de proyectos alcanza un valor de \$160.000.000 o su equivalente en dólares al momento de la cotización. A pesar del valor a financiar total que brinda la entidad bancaria. El porcentaje por financiar como máximo hasta el 80% del monto total de cada proyecto excluido el Impuesto al Valor Agregado (IVA).

En relación con la tasa que se encuentra en pesos, la misma se compone por la variable expuesta del Badlar Bancos Privados Corregida más 800 puntos básicos. En el caso de que el préstamo se solicite en dólares, el mismo seguirá el comportamiento de la variable Libor más el spread de entre 500 y 850 según plazo.

En relación al plazo máximo para la devolución de dicho dinero se tiene que en el caso de que el préstamo sea nominado en pesos el mismo alcanza hasta 15 años. Mientras que en el caso de que el préstamo se encuentre solicitado en dólares, el plazo para la devolución del dinero alcanza hasta 10 años.

El sistema de amortización utilizable para el comportamiento del crédito será tanto el sistema francés o alemán. El primer método de amortización tiene la particularidad de poseer una cuota constante mientras que en el caso del sistema alemán lo que resulta constante es el valor de la amortización.

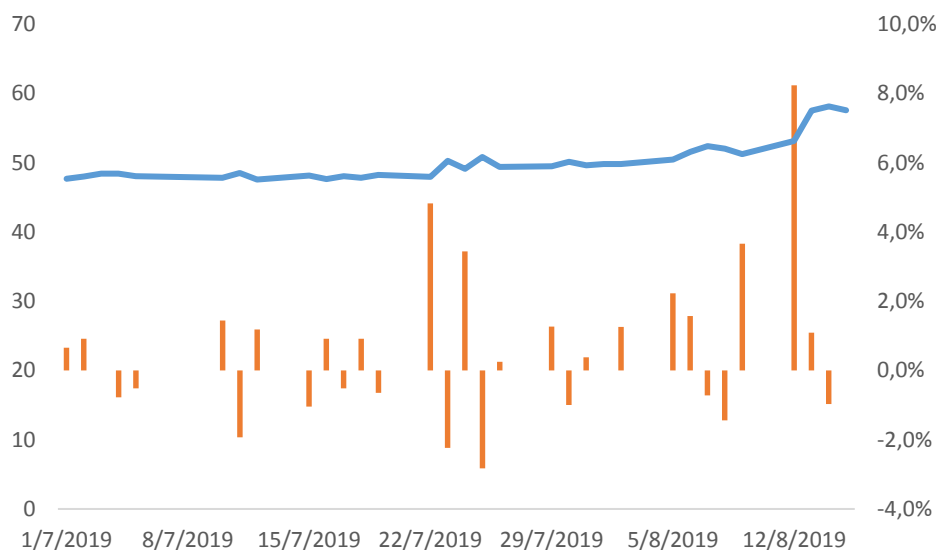
La solicitud del préstamo implicará la necesidad de realizar una presentación de garantías a satisfacer las condiciones que el banco considere esenciales al momento de entregar el dinero solicitado. En este caso en particular la situación quedará a satisfacción del BICE. Por último, pero no menos importante que las condiciones anteriores, que permitirán analizar en una secuencia el monto a pagar por parte de la empresa que asuma dichos préstamos, se entiende que desde el BICE ofrecen a los clientes un período de gracia para hacer frente a la obligación bancaria contraída de hasta 2 años.

En relación a la posibilidad de que la empresa, decida en su carácter de deudora del dinero, arreglar con el acreedor una cancelación anticipada la misma podrá ser realizada. El beneficiario puede cancelar el crédito total o parcialmente en cualquier momento, para lo cual debe notificar fehacientemente al BICE con una anticipación no menor a los 5 días hábiles de la fecha en que desee realizar la cancelación anticipada.

En búsqueda de dilucidar el monto de la tasa de interés que deberá enfrentar el tomar del préstamo si la moneda seleccionada se corresponde a pesos argentino, en el siguiente gráfico se demuestra el comportamiento de la evolución de la tasa Badlar de Bancos Privados en el último mes transcurrido del presente año. El hecho de que la selección de la evolución de esta variable se haya

seleccionado en un plazo de tiempo corto, es que la misma resulta un reflejo de la situación inestable que sucede en el país en los últimos meses de la presente investigación. Este último punto reviste un interés particular porque en la actualidad las condiciones de juego para la toma de un préstamo no se encuentra en la situación más propicia.

Gráfico 15: Evolución de la tasa de interés Badlar de los bancos privados



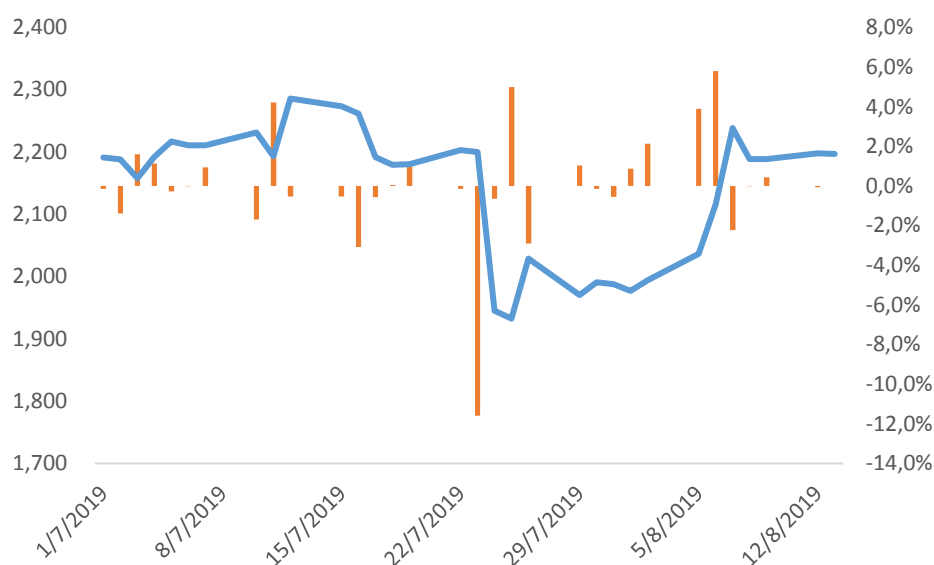
Fuente: Elaboración propia en base al Banco Central de la República Argentina

En el anterior gráfico se puede observar que existió un aumento considerable en los últimos tres días de la semana anteriores a las elecciones primarias. Al último valor que se tiene en la siguiente evolución es necesario agregarle 800 puntos básicos que convierten la variable final en un valor aproximado de 65,5625, como tasa nominal anual.

En el caso de que se decida realizar la toma de préstamo en dólares para llevar a cabo la inversión, lo cual tiene sentido en relación con el tipo de actividad que se pretende llevar a cabo dentro de la presente investigación, es necesario evaluar la evolución de la tasa Libor publicada por el Banco Central de la República Argentina que se muestra en el siguiente gráfico. Como se puede

observar en el mismo, la variación en esta tasa presenta un grado de variabilidad menor que en el caso de la tasa Badlar de los bancos privados. Sin embargo, es necesario aclarar que existe una situación especial si se tiene en cuenta que a la misma es necesario agregarle como máximo 850 puntos básicos para la toma de préstamos. El valor alcanzado sería aproximadamente, para una tasa nominal anual, es decir un préstamo a 360 días, de 10,180%.

Gráfico 16: Evolución de la tasa de interés Libor



Fuente: Elaboración propia en base al Banco Central de la República Argentina

A continuación, se muestra el flujo de caja del proyecto e indicadores de rentabilidad, Valor Actual Neto y el cálculo de la Tasa Interna de Retorno para el caso de utilizar **separadores trifásicos**

Según lo mencionado anteriormente, los ingresos serán considerados como un pago mensual como contrapartida de los servicios brindados.

Ingresos mensuales por set

Ingresos Mensual	55.000 USD
-------------------------	-------------------

Los costos mensuales de la operación surgen de los siguiente conceptos:

Detalle costos
Alq y Serv contratados
Depreciaciones
Honorarios
Impuestos
Mantenimiento y gs rodados
Varios
Mano de Obra
Servicios
Fletes e insumos
Incobrables
Otros

Costos Mensuales por set

Costo Mensual	41.128,16 USD
----------------------	----------------------

Resumen Inversión, Venta anual y costo anual – Separadores Trifásicos

	-
Inversión	3.726.000,00
Venta anual	6.600.000,00
	-
Costo anual	4.935.379,62

Flujo de caja

(en us\$)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ventas		6.600.000	6.600.000	6.600.000	6.600.000	6.600.000	6.600.000	6.600.000	6.600.000	6.600.000	6.600.000
Costos		-4.935.380	4.935.380	4.935.380	4.935.380	4.935.380	4.935.380	4.935.380	4.935.380	4.935.380	4.935.380
Ingresos netos		1.664.620	1.664.620	1.664.620	1.664.620	1.664.620	1.664.620	1.664.620	1.664.620	1.664.620	1.664.620
Inversión	-3.726.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CF	-3.726.000	1.664.620	1.664.620	1.664.620	1.664.620	1.664.620	1.664.620	1.664.620	1.664.620	1.664.620	1.664.620

A 3 Años:

VAN (20%)	-
TIR	16%

A 4 Años:

VAN (20%)	583.260,32
TIR	28%

A 5 Años:

VAN (20%)	1.252.233,91
TIR	35%

A 10 Años:

VAN (20%)	3.252.874,47
TIR	43%

Al hacer cualquier análisis económico proyectado al futuro, siempre hay un elemento de incertidumbre asociado a las alternativas que se estudian y es precisamente esa falta de certeza lo que hace que la toma de decisiones sea bastante difícil. Para conocer qué ocurriría si las variables no se comportan tal cual fueron previstas, hay que identificar aquellas críticas, que pueden determinar su éxito o fracaso. Para esto existen herramientas como el análisis de escenarios. Se trata de una técnica para conocer los límites del negocio.

En el análisis de sensibilidad, la idea básica es examinar por separado una variable para conocer cómo ésta afecta al Valor Actual Neto, es decir, mantiene constante todas las variables excepto una, para poder observar la variabilidad del VAN en cada nuevo escenario planteado.

Sin embargo, es posible realizar algunos análisis de sensibilidad, es necesario no sólo poseer estimaciones actuales sino también realizar proyecciones futuras respecto de posibles escenarios de ocurrencia, para conocer de manera aproximada el futuro del proyecto. Este análisis es conocido como análisis de sensibilidad el cual tomará aquellas variables que afectan directamente al cálculo del Valor Actual Neto como indicador de conveniencia o no de la realización de la inversión, para intentar maximizar el beneficio que recibirá la empresa en concepto de esta inversión.

El análisis de sensibilidad se relaciona con un tipo de análisis que se debe realizar en cualquier estudio económico proyectado al futuro, ya que siempre hay un elemento de incertidumbre asociado a las alternativas que se estudian y es precisamente esa falta de certeza lo que hace que la toma de decisiones sea desafiante. Esta metodología consiste en identificar las variables críticas del análisis, que determinan el resultado del ejercicio económico, para realizar un análisis de sensibilidad del mismo cuando varían dichas variables un porcentaje determinado. Se trata de una técnica para conocer los límites del negocio.

En el análisis de sensibilidad, la idea básica es examinar por separado una variable para conocer cómo ésta afecta a la empresa, es decir, mantiene constante todas las variables excepto una, en cada nuevo escenario planteado. Según Sapag Chain (2011), si bien el análisis de escenarios suele aplicarse para el estudio de la rentabilidad de un proyecto de inversión, en la literatura actual, también se utiliza para el análisis de los denominados flujos incrementales.

En el caso particular del proyecto, se analizará sensibilidad del VAN y TIR, en relación con variaciones de los ingresos esperados como así también de la inversión inicial. Expresados en las siguientes tablas

Análisis Sensibilidad Separadores (VAN)

		Ventas				
		75%	85%	100%	110%	120%
Inversiones	75,0%	-2.750.776	-776.972	2.183.734	4.157.538	6.131.342
	85,0%	-3.123.376	-1.149.572	1.811.134	3.784.938	5.758.742
	100,0%	-3.682.276	-1.708.472	1.252.234	3.226.038	5.199.842
	110,0%	-4.054.876	-2.081.072	879.634	2.853.438	4.827.242
	120,0%	-4.427.476	-2.453.672	507.034	2.480.838	4.454.642

Análisis Sensibilidad Separadores (TIR)

		Ventas				
		75%	85%	100%	110%	120%
Inversiones	75,0%	-62%	7%	52%	79%	104%
	85,0%	-63%	2%	44%	68%	90%
	100,0%	-64%	-3%	35%	56%	75%
	110,0%	-65%	-6%	29%	49%	67%
	120,0%	-65%	-9%	25%	43%	60%

A continuación, se muestra el flujo de caja del proyecto e indicadores de rentabilidad, Valor Actual Neto y el cálculo de la Tasa Interna de Retorno para el caso de utilizar **medidores multifásicos**

Ingresos mensuales

Ingresos Mensual	48.000 USD
-------------------------	-------------------

Los costos mensuales de la operación surgen de los siguientes conceptos:

Detalle costos
Alq y Serv contratados
Depreciaciones
Honorarios
Impuestos
Mtto y gs rod
010-varios
Mano de Obra
Servicios
Fletes e insumos
Incobrables
Otros

Costos Mensuales por set

Costo Mensual	33.018,90 USD
----------------------	----------------------

Resumen Inversión, Venta anual y costo anual – Separadores Trifásicos

	-
Inversión	3.483.000,00
Venta anual	5.760.000,00
	-
Costo anual	3.962.267,77

Cash Flow

(en us\$)	2020	2.021	2.022	2.023	2.024	2.025	2.026	2.027	2.028	2.029	2.030
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ventas		5.760.000	5.760.000	5.760.000	5.760.000	5.760.000	5.760.000	5.760.000	5.760.000	5.760.000	5.760.000
Costos		-3.962.268	-3.962.268	-3.962.268	-3.962.268	-3.962.268	-3.962.268	-3.962.268	-3.962.268	-3.962.268	-3.962.268
Ingresos netos		1.797.732	1.797.732	1.797.732	1.797.732	1.797.732	1.797.732	1.797.732	1.797.732	1.797.732	1.797.732
Inversión	-3.483.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CF	-3.483.000	1.797.732	1.797.732	1.797.732	1.797.732	1.797.732	1.797.732	1.797.732	1.797.732	1.797.732	1.797.732

A 3 Años:

VAN (20%)	303.889,6
TIR	26%

A 4 Años:

VAN (20%)	1.170.851,56
TIR	37%

A 5 Años:

VAN (20%)	1.893.319,82
TIR	43%

A 10 Años:

VAN (20%)	4.053.942,18
TIR	51%

Siguiendo el mismo razonamiento aplicado a la tecnología de separación trifásica, se analizará sensibilidad del VAN y TIR, en relación con variaciones de los ingresos esperados como así también de la inversión inicial. Expresados en las siguientes tablas

Análisis Sensibilidad Medidor Multifásicos (VAN)

		Ventas				
		75%	85%	100%	110%	120%
Inversiones	75,0%	-1.542.412	180.181	2.764.070	4.486.662	6.209.255
	85,0%	-1.890.712	-168.119	2.415.770	4.138.362	5.860.955
	100,0%	-2.413.162	-690.569	1.893.320	3.615.912	5.338.505
	110,0%	-2.761.462	-1.038.869	1.545.020	3.267.612	4.990.205
	120,0%	-3.109.762	-1.387.169	1.196.720	2.919.312	4.641.905

Análisis Sensibilidad Separadores (TIR)

		Ventas				
		75%	85%	100%	110%	120%
Inversiones	75,0%	-11%	23%	63%	87%	110%
	85,0%	-15%	17%	54%	75%	96%
	100,0%	-19%	11%	43%	62%	80%
	110,0%	-21%	7%	37%	55%	72%
	120,0%	-23%	4%	32%	49%	65%

X. Conclusión y recomendación

En relación con el cumplimiento del objetivo de indagar por medio de un estudio de factibilidad la conveniencia económica y técnica, de realizar una inversión de Well Testing, indicando la conveniencia de utilizar un separador trifásico o de un medidor multifásico para la medición de caudales dichos servicios en la cuenca de Vaca Muerta en Argentina. Esta situación se cumplimentó por medio de los resultados de las diferentes factibilidades que forman parte de la evaluación y formulación de proyectos de inversión. El cumplimiento de este objetivo comenzó primero con la descripción del entorno en el que se desarrollaba el proceso de Well Testing, es decir una breve descripción, técnica y de condiciones sobre las que se realizan las aplicaciones en la cuenca de Vaca Muerta, como así también asegurar que se cuenta con indicaciones de continuidad en su explotación, compatibles con el marco temporal del proyecto de inversión analizado.

El análisis de esta situación dio cuenta de la potencialidad que posee la cuenca en relación a los recursos extraíbles de la misma, como también el interés de la provincia del Neuquén en potenciar su desarrollo. En particular, las regalías observadas por la provincia sobre la cual se instala la cuenca de Vaca Muerta son una fuente de gran importancia para la recaudación de la misma como así también una potencial fuente para el crecimiento.

En este último punto y si bien no fue objeto de determinación de la presente investigación, pero que merece un párrafo aparte es la consecuencia que la intensiva aplicación de dinero tiene sobre este recurso natural para la provincia y el país. La conocida enfermedad holandesa que ocurrió en épocas anteriores en el país europeo no es ajeno a suceder dentro de la economía de Argentina, si se realiza la inversión de grandes niveles de dinero para la explotación total de estos bienes, ya que los ingresos provenientes de esta actividad no sólo implicarán un resultado positivo en la balanza de pagos del país, sino que virarán los interés en actividad productivas actuales, hacia aquellas relacionadas en materia de los derrames positivos de hidrocarburos. La latente posibilidad de que la economía se encuentre atrapada en esta enfermedad

lleva a que el cuidado en materia de las inversiones, aun cuando el proyecto de inversión resulte rentable debe ser un llamado de atención al momento de la toma de decisiones.

En relación con el objetivo específico de analizar los factores macroeconómicos de Argentina en materia del mercado de hidrocarburos y particularmente en la cuenca neuquina de Vaca Muerta. Los resultados obtenidos de esta situación muestran que Argentina en caso de explotar la cuenca de Vaca Muerta pasaría a formar parte de los países que tiene la ventaja de ser dueños de un bien que en el futuro se considera de esencial importancia debido a la extinción de hidrocarburos. En este último punto, es necesario tener en cuenta que si bien Argentina como país tiene la intención de explotar esta reserva de hidrocarburos no convencionales y del cual se puede extraer petróleo y gas, es una realidad que el país se encuentra en tratativas de ingresar en un plan de gran impulso a nivel nacional para la explotación de energías renovables. El plan para este fin es el conocido Plan Renovar.

En relación con el objetivo específicos adicional de indagar respecto de las políticas públicas adoptadas en Argentina y a nivel mundial, para la extracción de petróleo de desde yacimientos No convencionales, sus ventajas, desventajas, presentes y futuras. Esta situación demuestra que Vaca Muerta ha sido y es una prioridad para la economía argentina, pero la realidad es que tal situación genera una ventaja para los ingresos en moneda extranjera. Esta situación mejora la situación de la economía argentina la cual se encuentra en términos generales con una situación de difícil crisis. La crisis económica actual que vive la situación del país deteriora la situación de cualquier empresa que desea llevar adelante un proceso de inversión de la envergadura analizada por la presente investigación.

Con el objetivo de describir el análisis técnico sobre alcance y modificaciones que se deberán realizar para la implementación de un medidor multifásico. Se analizó la situación de la posibilidad de comparar ambas tecnologías, tanto en relación con las unidades de medición, como la instalación y también el mantenimiento y su depreciación. En este análisis se

observa que la inversión inicial es similar en ambos casos, más la relación ingresos vs costos es favorable en el caso de aplicar medidores multifásicos, lo cual se ve reflejado en los indicadores de VAN y TIR.

En términos concretos la conclusión a la cual se puede arribar en el presente trabajo de investigación es que se cumple con la condición de factibilidad requeridas por la empresa Testigo, para validar la hipótesis planteada, indicando que la aplicación de un medidor multifásico para realizar el servicio de well testing en pozos no convencionales de Vaca Muerta posee una relación costo-beneficio superior sobre la utilización de un separador trifásico.

XI. Definiciones básicas

Cuenca de Vaca Muerta: La formación Vaca Muerta tiene características extraordinarias: cubre una superficie de 30.000 km cuadrados. Esta formación tiene tres propiedades geológicas que la convierten en una formación de shale de clase mundial: su tamaño, su espesor y su contenido de riqueza orgánica

Separador Trifásico: El separador es un recipiente horizontal o vertical al cuál ingresa el fluido proveniente de los pozos. Este fluido está compuesto por gas, petróleo y agua, dentro del mismo ocurre la separación física de fases. Las tres fases del separador consisten en:

- 1) El agua es la fase más pesada, y es la que primero se retira, por el fondo del recipiente.
- 2) El petróleo es más liviano que el agua y una vez separados rebalsa por encima del baffle, y se retira del recipiente por el fondo en el extremo opuesto a la entrada de fluido.
- 3) El gas es la fase más liviana y la más fácil de separar en este caso, se retira del separador por la parte superior en el extremo del recipiente, haciéndolo pasar previamente por la caja de chicanas donde se desprende de las últimas gotas de líquido que pudieron haber quedado suspendidas en la fase gaseosa.

Medidor multifásico: Dispositivo que puede medir los caudales de petróleo, gas y agua, sin realizar una separación física.

XII. Bibliografía básica

Afanasyev, V, Guieze, P, Pinguet, B y Theuveny, T. (2009). *Muestras de flúidos multifásicos: una clave del enigma*. Phase Tester Schlumberger

Baca Urbina, G. (2010). *Evaluación de proyectos*. Sexta Edición, Ed:McGraw Hill. México.

Baldauff, J, Cadenhead, H, Mas, C y North, R. (2004). *Perfilaje y cuantificación de flujos multifásico complejos*. Paper in Work, Cambridge, Inglaterra.

Benítez, V y Olmedo, P. (2011). *Diseño de un separador de producción trifásico horizontal para el campo Secoya del Distrito Amazónico*. Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero Mecánico.

Bifout, S, Pinguet, B y Vidon,F. (2013). *The Added Value of a Multiphase Flow Meter on an Extensive Periodic Well Test Campaign in a Giant Oilfield*.The Americas Flow Measurement Conference 1 – 2 May 2013

Botello Torres, J. (2012). *Mejores Prácticas para la Medición de Hidrocarburos*. Recuperado del URL: http://oilproduction.net/files/Mejores_Practicas_para_la_Medicion_de_Hidrocarburos_Emerson.pdf

Casas,M (2018). *Combustibles, viajes y tecnología como impactará el dólar a más de 31 en los precios*. Recuperado del Diario Digital Infobae, URL: <https://www.infobae.com/economia/2018/08/27/combustibles-alimentos-viajes-y-tecnologia-como-impactara-el-dolar-a-mas-de-31-en-los-precios>

Chaudry, A. (2004). *Oil Well Testing Handbook*. Advanced TWPSOM Petroleum Systems, Inc. Houston, Texas.

Comarco. (2016). *Análisis de los factores productivos para el sector de la construcción. Riqueza e ingreso potencial del Yacimiento Vaca Muerta*. Consultado el 20/06/2019, extraído del URL: [http://biblioteca.camarco.org.ar/PDFS/Serie%2029%20Libros%20Completos/4-Riqueza%20e%20ingreso%20potencial%20del%20Yacimiento%20Vaca%20Muerta%20\(cd\).pdf](http://biblioteca.camarco.org.ar/PDFS/Serie%2029%20Libros%20Completos/4-Riqueza%20e%20ingreso%20potencial%20del%20Yacimiento%20Vaca%20Muerta%20(cd).pdf)

Coremberg. Ariel (2015). Accounting for Natural Resources Wealth and Productivity from SNA and Beyond. Testing Natural Resource Curse for Oil and Gas Dependent Countries. Updated version presented at 2015 IARIW-OECD Special Conference on “W(h)ither the SNA?”, Paris, France, April 16-17, 2015

Fontaine, E. R. (2008). *Evaluación Social de Proyectos*. México: Pearson Educación.

Guliani, A. (2017). *La explotación de hidrocarburos en argentina, en el marco de la governance. El caso de Vaca Muerta*. Revista Administración Pública y Sociedad. N 03, Junio de 2017. ISSN:2524-9568

Hernández Sampieri R., Fernández Collado C. y Baptista Lucio P. 2003. *Metodología de la investigación*. Mc Graw Hill Interamericana, México.

Nadège Hopman, Sebastián Pérez, Dr Bruno Pinguet, Paul Guièze, Stanislas Vandenberg, Alain-Michel Bourgeois (2006). *Experiencia de campo en ensayos de pozos de gas: Los beneficios de la Tecnología Vx de 0 al 100% de GVF*. Universidad Austral.

Ledesma, F. (2015). *Análisis de costos para la toma de decisiones en la industria petrolera*. Trabajo de Investigación Licenciatura en Economía. Universidad Nacional de Cuyo.

Ley N 27.641. (2006). *Hidrocarburos*. Promulgada de Hecho: Enero 3 de 2007. Extraída del URL:<http://argentinambiental.com/legislacion/nacional/ley-26197-hidrocarburos/>

Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina. (30 de enero de 2018). Obtenido de <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3299>

Oilfield Glossary. (2019). Consultado el 20/04/2019, extraído del URL: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/o/oil_and_gas_separator.aspx

Petrotecnia (2018). *Infraestructura del gas*. Revista del Instituto Argentina del Petróleo y del Gas. Año LIX, N3. ISSN 0031-6598.

Requena, G y Rodríguez M. (2006). *Diseño y evaluación de separadores bifásicos y trifásicos*. Trabajo Final de Grado para optar por el título de Ingeniero en Petróleo Universidad Central de Venezuela.

Santos, T. S. (2008). *Estudio de Factibilidad de un Proyecto de Inversión*. Contribuciones a la Economía, 33-48.

Sapag Chain N. (2011). *Proyectos de Inversión Formulación y evaluación*. 2da Ed: Pearson, Chile.

Secretaría de Planeamiento de la Nación (2019). *Indicadores de Vaca Muerta*. Consultado el 20_06_2019, extraído del URL:<https://www.argentina.gob.ar/vaca-muerta/mas-indicadores-del-proyecto>

SPE de Argentina Asociación Civil. (2019). *Futuro del Upstream en la Argentina*. Energy Consultants Buenos Aires.

Vilaboa, E y Germanier, L. (2015). *Instrumentación en Separadores de Ensayo*. Recuperado del URL:
http://www.oilproduction.net/files/Dis_instrumentacion_separadores_ensayo.pdf